



Ana Isabel Costa Mestre

Licenciada em Engenharia do Ambiente

Aplicação do novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia do Ambiente – Perfil de Sistemas Ambientais

Orientador: Professor Doutor Francisco Manuel Freire
Cardoso Ferreira, Professor Auxiliar, FCT-UNL

Coorientador: Professora Doutora Maria Júlia Fonseca
de Seixas, DCEA, FCT-UNL

Júri:

Presidente: Prof. Doutor João António Muralha Ribeiro Farinha

Arguente: Prof. Doutor Rui Alexandre Nunes Neves da Silva

Vogal: Prof. Doutor Francisco Manuel Freire Cardoso Ferreira



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Setembro 2015

Dedico esta dissertação à minha querida avó que partiu antes de eu a concluir.

Aplicação do novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável

**Copyright © 2015 por Ana Isabel Costa Mestre, Faculdade de Ciências e Tecnologia,
Universidade Nova de Lisboa**

“A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.”

AGRADECIMENTOS

Depois de mais uma etapa da minha vida estar prestes a ser concluída, resta-me agradecer a todos os que me ajudaram e colaboraram nesta dissertação, sem os quais não teria sido possível a sua concretização.

Ao projeto InSmart – Integrative Smart City Planning, financiado pela Comissão Europeia, por ter permitido o acesso aos dados de um conjunto selecionado de smart meters do município de Évora, disponibilizados pela EDP Distribuição, parceira de projeto;

Ao Professor Francisco Ferreira pela sua orientação, pelo tempo despendido e pela imprescindível ajuda e apoio a cada dúvida com que me fui deparando ao longo desta dissertação;

À Professora Júlia Seixas pela disponibilidade demonstrada e apoio;

Ao João Pedro Gouveia pelo seu acompanhamento e disponibilidade total em ajudar-me sempre que necessário;

Aos meus pais e à minha irmã que são os meus pilares, que fazem tudo por mim e que sempre me proporcionaram o melhor. Obrigada por todo o apoio, confiança e carinho. Fazem-me crescer ainda mais a cada dia que passa.

Ao meu namorado por toda a paciência, força, companhia, carinho e motivação;

À Sofia Pires, minha companheira, por toda a amizade e momentos partilhados. Assim como às minhas colegas de casa do Monte de Caparica de quem já tenho muitas saudades.

Às Princesas do Pequeno, que me acompanham desde o primeiro ano de Faculdade e que tornaram estes anos inesquecíveis;

Por último mas não menos importante, a toda a minha família, por acreditarem em mim.

A todos, muito obrigada!

RESUMO

A necessidade de reduzir a dependência energética externa de Portugal e contribuir para a mitigação das alterações climáticas, passa por uma aposta na produção de energia elétrica com origem em fontes renováveis. O elevado número de horas de Sol disponíveis e a redução dos custos dos painéis fotovoltaicos, atingindo-se a paridade em relação aos custos de compra de eletricidade pelo consumidor, tornou o aproveitamento doméstico da energia solar particularmente atraente.

Nos anos recentes, face ao elevado défice tarifário, o Governo mudou a sua política de tarifas garantidas para produção de eletricidade renovável e a sua injeção na rede, substituindo-a pelo conceito de autoconsumo. Trata-se duma oportunidade estratégica que reduz o transporte de eletricidade e promove uma produção descentralizada, mas que implica um conhecimento detalhado da procura, incentivando o consumidor a gerir melhor a energia em sua casa.

O presente estudo avalia a aplicação deste novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável segundo duas abordagens. A primeira teve em conta uma amostragem muito simples dos consumos mínimos em moradias e apartamentos no Monte de Caparica, nas horas de maior produção de energia fotovoltaica.

A segunda abordagem baseou-se em perfis individualizados de consumo de eletricidade para uma amostra de 19 moradias da cidade de Évora durante o ano de 2014. Foram calculados diversos parâmetros para três potências diferentes de painéis fotovoltaicos (200 Wp, 250 Wp e 500 Wp) tais como a produção fotovoltaica utilizada, poupança, gastos e período de retorno do investimento. O período de retorno teve por base preços de mercado de painéis fotovoltaicos. Os resultados obtidos permitiram identificar a melhor solução em termos de custo para cada moradia.

Constatou-se que as potências dos painéis que melhor se adequavam às moradias estudadas são 250 Wp e 500 Wp com percentagens de utilização da eletricidade produzida acima dos 80%. As poupanças potenciais no consumo total de eletricidade situam-se entre os 7% e os 30% e os períodos de retorno do investimento entre os cinco e os doze anos.

Palavras-chave: energia solar fotovoltaica, autoconsumo, perfis de consumo elétrico, período de retorno do investimento

ABSTARCT

The need to reduce external energy dependence of Portugal and to contribute to the mitigation of climate change, passes through a bet in the production of electricity originated from renewable sources. The high number of sunshine hours available and the cost reducing of photovoltaic panels, attaining parity in relation to the electricity purchase costs by the consumer, has made the domestic use of solar energy particularly attractive.

In the recent years, given the high tariff deficit, the government changed his guaranteed tariff policy to a production of renewable electricity and his injection on the network, replacing it for a self-consumption concept. It is a strategic opportunity that reduces the transport of electricity and promotes a decentralized production, but that implies a detailed knowledge of the demand, encouraging the consumers to have a better manage of the energy in their homes.

The present study evaluates the implementation of this new distributed production system of renewable electricity according to two approaches. The first took into appreciation the minimum consumption in houses and apartments at Monte de Caparica at times when the production of photovoltaic energy is bigger.

The second approach was based on individualized profiles of electricity consumption for a sample of 19 homes in the city, Évora, during the year of 2014. Various parameters were calculated for three different powers of photovoltaic panels (200 Wp, 250 Wp and 500 Wp) such as the used photovoltaic production, savings, spending and the period of investment return. The period of return was based on the market prices of photovoltaic panels. The obtained results allowed to identify the best solution, in terms of cost, for each villa.

It was found that the powers of the panels that best suited to the studied homes are 250 Wp and 500 Wp with utilization rates of the produced electricity above 80%. The potential saving in the total of electricity consumption were between the 7% and the 30% and the periods of investment return were between five and twelve years.

Keywords: solar photovoltaic energy, self-consumption, electricity consumption profiles, period of return of the investment.

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Enquadramento	1
1.2. Motivação	2
1.3. Objetivos.....	3
1.4. Organização da dissertação.....	4
2. REVISÃO DA LITERATURA.....	5
2.1. Eletricidade	5
2.1.1. Dependência energética.....	5
2.1.2. Consumo de eletricidade	7
2.1.3. Evolução de preços	11
2.2. Eletricidade de origem renovável	14
2.2.1. União Europeia	15
2.2.2. Portugal	20
2.3. Energia solar	23
2.3.1. Radiação solar.....	23
2.3.2. Energia fotovoltaica: tendências recentes.....	26
2.3.3. Sistemas fotovoltaicos	31
2.3.3.1. Efeito fotovoltaico e função das células solares	32
2.3.3.2. Tipos de células de silício cristalino	34
2.3.3.3. Orientação e melhor ângulo	35
2.3.3.4. Eficiência de conversão	39
2.3.3.5. Inversores.....	40
2.3.3.6. Vida útil.....	40
2.3.3.7. Custos	40
2.3.3.8. Vantagens e desvantagens.....	41
2.4. Novo regime de produção de eletricidade em Portugal: autoconsumo	42
2.4.1. Enquadramento	42
2.4.2. Regulação da produção de eletricidade para autoconsumo em Portugal	52

3. METODOLOGIA.....	57
3.1. Caso de estudo: Monte de Caparica.....	57
3.2. Caso de estudo: Évora	58
3.2.1. Caracterização da zona de estudo: Évora	58
3.2.1.1. Clima	59
3.2.1.2. Radiação incidente.....	59
3.2.2. Determinação da produção teórica de energia fotovoltaica na área de estudo.....	60
3.2.3. Preços.....	61
3.2.3.1. Preços de eletricidade.....	61
3.2.3.2. Preços de sistemas fotovoltaicos.....	63
3.2.4. Análise dos dados da amostra	64
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	69
4.1. Caso de estudo: Monte de Caparica.....	69
4.2. Caso de estudo: Évora	71
4.2.1. Tratamento dos dados e resultados gerais obtidos	71
4.2.2. Resultados específicos.....	81
5. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS.....	97
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 – Evolução da dependência energética de Portugal (adaptado de DGEG, 2014).	5
Figura 2.2 - Dependência energética na UE-28, em 2013 (adaptado de Eurostat, 2015c).	6
Figura 2.3 - Evolução dos consumos de energia primária e final (DGEG, 2014).	7
Figura 2.4 - Consumo de energia final por setor, em 2011 (Dias <i>et al.</i> , 2013).	8
Figura 2.5 - Consumo de energia final no setor doméstico (adaptado de ADENE, 2015).	9
Figura 2.6 - Repartição dos consumos de eletricidade pelos diferentes usos finais (INE/DGEG, 2011).	9
Figura 2.7 - Distribuição do consumo de energia no alojamento, em Portugal Continental (INE/DGEG, 2011).	10
Figura 2.8 - Despesa total anual média por agregado e divisões da COICOP, em 2010/2011 (INE/DGEG, 2011).	11
Figura 2.9 - Preço da eletricidade cobrados aos consumidores finais, em euros/kWh (adaptado de Eurostat, 2015a).	11
Figura 2.10 - Evolução das tarifas elétricas de venda a clientes finais, em Portugal Continental (ERSE, 2015a).	12
Figura 2.11 – Fatores que contribuem para o incremento e a redução das tarifas (ERSE, 2014; ERSE, 2015b).	13
Figura 2.12 – Razões do aumento do interesse em fontes de energia renovável (adaptado de Vries <i>et al.</i> , 2007).	14
Figura 2.13 – Objetivos de comercialização de energia renovável para vários intervenientes (adaptado de Wüstenhagen & Bilharz, 2006).	15
Figura 2.14 - Percentagem de energia proveniente de fontes renováveis, na União Europeia (Eurostat, 2015b).	16
Figura 2.15 - Percentagem de energia proveniente de fontes renováveis nos Estados-Membros da União Europeia, em 2013 (Eurostat, 2015b).	17
Figura 2.16 - Peso das diferentes fontes no consumo de eletricidade em Portugal Continental, no ano de 2014 (APREN, 2014b).	22
Figura 2.17 - Evolução da produção de eletricidade por fonte entre janeiro e julho (APREN, 2015b).	22
Figura 2.18 - Luz solar no seu percurso através da atmosfera (GREENPRO, 2014).	24
Figura 2.19 – Mapa da irradiação global horizontal (GHI) na Europa (GeoModel Solar, 2014).	24
Figura 2.20 - Exploração da radiação solar para aquecimento solar (água quente) e produção de eletricidade (adaptado de Pordata, 2015).	25

Figura 2.21 – Principais características quanto à capacidade instalada de energia fotovoltaica, em seis países (adaptado de Chiaroni <i>et al.</i> , 2014).....	28
Figura 2.22 - Produção anual de energia fotovoltaica, em Portugal (adaptado de DGEG, 2015a).....	29
Figura 2.23 - Produção de energia fotovoltaica por região, em Portugal (DGEG, 2015a).	29
Figura 2.24 - Potência instalada em Portugal (adaptado de DGEG, 2015a).....	30
Figura 2.25 - Produção anual de energia fotovoltaica no regime de micro e mini produção (adaptado de DGEG, 2015a).	30
Figura 2.26 - Fluxo de eletrões da camada tipo <i>n</i> para a camada tipo <i>p</i> numa célula solar fotovoltaica, através de um fio condutor externo (Carneiro, 2010a).	33
Figura 2.27 - Processo hierarquizado de agrupamento: célula → módulo → painel fotovoltaico (Carneiro, 2010b).	34
Figura 2.28 - Diagrama em caixa: soma anual de energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico típico de 1 kWp, com módulos montados: (a) na horizontal, (b) no ângulo ideal, e (c) na vertical (Šúri <i>et al.</i> , 2007).....	36
Figura 2.29 - Ângulo de inclinação ideal para um módulo fotovoltaico virado a sul, ou seja, o ângulo em que o módulo recebe a maior quantidade total de irradiação anual global, em graus (Šúri <i>et al.</i> , 2007).....	37
Figura 2.30 - Módulos fotovoltaicos instalados na horizontal (Šúri <i>et al.</i> , 2007; Huld <i>et al.</i> , 2012).	38
Figura 2.31 - Módulos fotovoltaicos instalados no melhor ângulo (Šúri <i>et al.</i> , 2007; Huld <i>et al.</i> , 2012).	38
Figura 2.32 - Perfil de energia de um edifício com sistema fotovoltaico (Luthander <i>et al.</i> , 2015).	44
Figura 2.33 - Perfil de energia de um edifício com sistema fotovoltaico com potência baixa (à esquerda) e potência alta (à direita) (Luthander <i>et al.</i> , 2015).	44
Figura 2.34 – Viabilidade económica de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo (adaptado de Encinas <i>et al.</i> , (2014).....	46
Figura 2.35 - Evolução do quadro legal de apoio ao desenvolvimento do mercado fotovoltaico em Portugal.	52
Figura 2.36 – Objetivos do Programa do XIX Governo Constitucional.	53
Figura 3.1 - Área de estudo (adaptado de Google Earth, 2015).....	57
Figura 3.2 - Variação mensal da temperatura ambiente média, em 2014 (adaptado de NREL, 2015).	59
Figura 3.3 - Irradiação mensal máxima para Évora, em 2014 (adaptado de NREL, 2015).....	60
Figura 3.4 – Passos efetuados para os dados de consumo.	65

Figura 3.5 – Procedimento efetuado para cada tipo de tarifa.	66
Figura 3.6 – Parâmetros calculados para cada moradia.	67
Figura 4.1 – Consumo de um dia médio de energia elétrica, para a moradia 6.	72
Figura 4.2 - Consumo de energia elétrica para a moradia 6, em dias úteis e em fins-de-semana.	73
Figura 4.3 - Consumo de energia elétrica para a moradia 12, em dias úteis e em fins-de-semana. ...	73
Figura 4.4 - Consumo médio dos dias úteis no inverno e no verão, para a moradia 6.	74
Figura 4.5 - Consumo médio dos fins-de-semana no inverno e no verão, para a moradia 6.	74
Figura 4.6 - Consumo médio em dias úteis e fins-de-semana no inverno, para a moradia 17.	75
Figura 4.7 - Consumo médio em dias úteis e fins-de-semana no verão, para a moradia 17.	75
Figura 4.8 - Média dos consumos das 19 moradias para cada mês do ano.	76
Figura 4.9 – Eletricidade teórica produzida por um painel fotovoltaico de 200 Wp, para a região de Évora.	76

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 3.1 - Preços de eletricidade consoante o tipo de tarifa e a potência contratada (adaptado de ERSE, 2015c).....	61
Tabela 3.2 - Aumento dos preços de eletricidade ao longo dos anos, em percentagem.....	62
Tabela 3.3 - Horários referentes ao ciclo semanal (adaptado de EDP, 2015b).	63
Tabela 3.4 - Horários referentes ao ciclo diário (adaptado de EDP, 2015b).	63
Tabela 3.5 - Preço de sistemas fotovoltaicos de acordo com a empresa e a potência do sistema (adaptado de FF Solar, 2015; Critical Kinetics, 2015).	64
Tabela 3.6 - Características associadas a cada moradia.	65
Tabela 4.1 - Consumos mínimos registados para as moradias e os apartamentos em estudo.....	69
Tabela 4.2 - Resultados para as moradias e os apartamentos em estudo.	70
Tabela 4.3 - Características das moradias e consumos obtidos.	71
Tabela 4.4 - Resultados obtidos para um sistema fotovoltaico de 200 Wp, na moradia 12.	78
Tabela 4.5 - Resultados obtidos para um sistema fotovoltaico de 500 Wp, na moradia 12.	78
Tabela 4.6 - Período de retorno do investimento, para a moradia 12.	80
Tabela 4.7 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 5.	81
Tabela 4.8 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 3.	82
Tabela 4.9 - Características e principais resultados obtidos para a moradia 14.	82
Tabela 4.10 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 11.	83
Tabela 4.11 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 26.	84
Tabela 4.12 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 6.	84
Tabela 4.13 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 20.	85
Tabela 4.14 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 9.	86
Tabela 4.15 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 16.	86
Tabela 4.16 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 23.	87
Tabela 4.17 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 21.	88
Tabela 4.18 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 17.	89
Tabela 4.19 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 4.	90
Tabela 4.20 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 2.	90
Tabela 4.21 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 13.	91

Tabela 4.22 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 1.	92
Tabela 4.23 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 25.	93
Tabela 4.24 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 12.	93
Tabela 4.25 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 22.	94
Tabela 4.26 - Síntese dos resultados para as 19 moradias.....	95

LISTA DE SIGLAS E ACRÓNIMOS

ADENE	Agência para a Energia
AIE	Agência Internacional de Energia
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
APREN	Associação de Energias Renováveis
AT	Alta tensão
BT	Baixa tensão
BTE	Baixa tensão especial
BTN	Baixa tensão normal
CEEETA	Centro de Estudos em Economia da Energia, dos Transportes e do Ambiente
COICOP	Classificação do Consumo Individual por Objetivo da OCDE
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal, S.A.
EGG	<i>Renewable Energy Sources Act</i>
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FER	Fontes de energia renovável
FiT	<i>Feed in tariffs</i>
GEE	Gases de efeito de estufa
GHI	Irradiação Global Horizontal
ICESD	Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ktep	Milhares de toneladas equivalente de petróleo
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
MT	Média tensão
MW	Megawatt

MWh	Megawatt-hora
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Económico
OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
PJ	Petajoule
PNAEE	Plano Nacional de Ação para Eficiência Energética
PNAER	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
PRE	Produção em Regime Especial
PURPA	<i>Public Utility Regulatory Policies Act</i>
REA	Relatório do Estado do Ambiente
RESP	Rede Elétrica de Segurança Pública
SEI	Sistema Elétrico Independente
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
TGC	Certificados Verdes Transacionáveis
tep	Tonelada equivalente de petróleo
TW	Terawatt
UA	Unidade astronómica
UE	União Europeia
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidade de Pequena Produção
Wp	Watt-pico

1. INTRODUÇÃO

Neste capítulo apresenta-se o enquadramento relativo ao tema da presente dissertação e a motivação que levou ao seu desenvolvimento e realização, assim como os principais objetivos e estrutura.

1.1. Enquadramento

Houve um tempo em que os combustíveis fósseis eram abundantes e aparentemente sem fim, e o ambiente da Terra parecia resiliente. Porém, esta visão mudou drasticamente com o crescente reconhecimento do impacto ambiental das fontes de energia não renováveis e a volatilidade económica que vem da dependência do petróleo e do gás (Bagnall e Boreland, 2008).

Com o aumento crescente do interesse em questões ambientais, a mitigação das alterações climáticas devido ao aquecimento global, surge como um dos maiores desafios com que a humanidade será confrontada durante este milénio (Zahedi, 2006). Este problema tem vindo a dominar os debates públicos em termos da sua origem, fontes, potenciais impactos e possíveis estratégias de adaptação (Akpan e Akpan, 2012). Assim, a ideia de gerar eletricidade com menos impacto no planeta recorrendo a tecnologias alternativas, é uma opção a considerar.

A União Europeia (UE) tem adotado metas para o aumento do uso de energias renováveis como um meio para alcançar maior segurança energética, reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE), e aumentar a competitividade das economias europeias (Fouquet e Johansson, 2008). A utilização de fontes de energia renovável é uma das melhores formas de garantir que as necessidades humanas de energia são suportadas e de resolver os problemas acima mencionados (Bayod-Rújula *et al.*, 2013).

Também os progressos constantes em tecnologias de energias renováveis estão a abrir novas oportunidades para a utilização de recursos energéticos renováveis (Parida *et al.*, 2011). Essas tecnologias devem demonstrar confiabilidade, sustentabilidade e relação custo-eficácia na resposta aos requisitos de mudança num ambiente de mercado liberalizado em toda a Europa (Hammons, 2008). Porém, o elevado custo de algumas formas de energia renovável, em comparação com a geração a carvão, continua a ser uma barreira significativa em alguns países. Por outro lado, o recurso a energias renováveis tem um papel potencialmente importante no aumento dos níveis de eletrificação, proteção do ambiente e prevenção de necessidades económicas e sociais (Cherni e Kentish, 2007). À escala mundial, com maiores necessidades energéticas aliadas à obrigatoriedade de cumprimento dos objetivos descritos no Protocolo de Quioto por diversos países desenvolvidos, tem-se assistido a um salto tecnológico qualitativo com uma adoção em grande escala de fontes de energia renováveis.

Portugal tem vindo a apostar nas energias renováveis para produção de eletricidade, como forma de reduzir a sua dependência externa, reduzindo a fatura energética. Segundo o Roteiro Nacional de Baixo Carbono (Seixas *et al.*, 2012), estima-se que a produção renovável fornecerá quase 90% do consumo total de eletricidade em 2050. Este mesmo estudo mostra que será o setor da geração de eletricidade e calor, o responsável por uma maior redução das emissões totais de carbono, resultante do aumento da competitividade das tecnologias de base renovável.

De todas as fontes de energia renovável (FER), a energia solar é a mais abundante, inesgotável e limpa. A potência do Sol interceptada pela Terra é de cerca de $1,8 \times 10^{11}$ MW (Parida *et al.*, 2011), que corresponde, aproximadamente, a dez mil vezes a procura global de energia. De acordo com a Agência Internacional de Energia (AIE), o Sol poderá vir a ser a maior fonte mundial para produção de eletricidade em 2050, à frente dos combustíveis fósseis, da energia eólica, hídrica e nuclear. Este estudo comprova que os sistemas fotovoltaicos podem gerar em 2050, até 16% da eletricidade do mundo, enquanto a eletricidade solar térmica poderá fornecer 11%. Estas duas tecnologias combinadas poderão evitar a emissão de mais de seis mil milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano até 2050, ajudando no combate às alterações climáticas (IEA, 2014).

Para além das duas tecnologias referidas para produção de eletricidade, esta pode ser dividida em produção descentralizada e produção centralizada. Quanto à produção descentralizada, esta é normalmente de pequena escala e serve principalmente um cidadão particular, ou seja, a energia é produzida no local onde vai ser consumida, consoante as necessidades do consumidor. Os sistemas podem ser facilmente instalados no telhado de casas, bem como na parede de edifícios. No entanto, esta é limitada em termos de espaço disponível no caso da produção ao nível residencial. O sistema de produção centralizada, a partir de grandes centrais produtoras, assegura o abastecimento nos países desenvolvidos e em desenvolvimento, mas está associado a perdas no transporte de energia.

1.2. Motivação

O tema da dissertação surge no âmbito do novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável. O paradigma anterior assentava na possibilidade de instalação de uma unidade de produção (solar, eólico, hídrico, biomassa, etc.), permitindo a entrega total da energia produzida nas respetivas unidades à rede elétrica de serviço público (RESP), a qual era remunerada através de dois regimes de venda de eletricidade: o regime geral ou o regime bonificado. Este modelo de negócio era relativamente interessante porque o facto de haver uma remuneração bonificada acima da tarifa de compra de eletricidade à RESP, permitia aos promotores a recuperação do montante investido na unidade de microprodução. No entanto, este regime bonificado caducava ao fim de um determinado número de anos estipulado no diploma, ingressando o produtor no regime remuneratório geral, ou o valor da tarifa de referência fixada ia-se sucessivamente reduzindo anualmente. Posto isto, essas tarifas têm vindo a acabar e tem-se vindo a registar uma aproximação às tarifas de compra ou até mesmo inferiores. Assim, este modelo de negócio deixou de ter interesse e conjuntamente com outras situações, o mercado das energias renováveis entrou um pouco em estagnação, uma vez que abarcavam investimentos elevados.

No dia 4 de setembro de 2014, o Conselho de Ministros aprovou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo, através de Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e à produção de eletricidade para venda à RESP, a partir de recursos renováveis e por intermédio de Unidades de Pequena Produção (UPP) (Governo de Portugal, 2014). Estes regimes estão inseridos no Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro. Esta proposta deu início a dois sistemas distintos: UPAC e UPP onde estão considerados os regimes de microprodução e miniprodução.

Com a nova lei, criou-se um novo modelo de produção de eletricidade associado ao autoconsumo, em que a energia produzida é consumida predominantemente pelo produtor, embora com a possibilidade de injetar o remanescente na RESP. Assim, consegue-se uma maior eficiência do sistema, visto este novo Decreto-Lei estar desenhado para que as instalações sejam dimensionadas de acordo com os consumos da habitação, de forma a evitar excedentes. Isto porque, o excedente é pago a preços de mercado e não é remunerado com uma tarifa especial, implicando também o pagamento de taxas de registo de instalação. A injeção do excedente também requer a instalação de sistemas de telecontagem da energia produzida e injetada, bem como a celebração de um contrato de seguro de responsabilidade civil.

Desta forma, uma avaliação da aplicação do novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável torna-se vantajoso principalmente para famílias que pretendam adquirir um sistema de produção de eletricidade através de energia renovável (por exemplo, solar fotovoltaico). Este novo regime do autoconsumo, permitirá produzir e consumir energia diretamente na habitação, contribuindo desta forma para reduzir ou até mesmo eliminar os custos de energia durante as horas de sol, aumentar a eficiência energética da habitação e ter um maior controlo sobre os consumos, como se irá demonstrar ao longo deste trabalho.

1.3. Objetivos

Esta dissertação está focada na aplicação de sistemas fotovoltaicos no setor residencial e analisa o seu dimensionamento de modo a que a produção vá de encontro ao perfil de consumo das habitações. Numa primeira abordagem teve-se em conta consumos mínimos verificados nas horas de maior produção fotovoltaica e na segunda, a análise foi feita para o período de um ano recorrendo a dados de contadores inteligentes, criando perfis de consumo efetivos. O presente trabalho tem então como principal objetivo, avaliar através de dois casos de estudo, o novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável.

1.4. Organização da dissertação

A dissertação está organizada em cinco capítulos principais, sendo eles:

❖ Capítulo 1 – Introdução

Neste capítulo é realizado um breve enquadramento ao tema da dissertação, assim como as razões que justificam a sua escolha. São ainda expostos os objetivos deste estudo e a forma como está organizado.

❖ Capítulo 2 – Revisão da literatura

Este capítulo reúne o resultado da pesquisa bibliográfica realizada. Começa por apresentar informação acerca da dependência energética, consumos e preços de eletricidade; em seguida é feita uma revisão da situação a nível europeu e nacional sobre a energia renovável. Dentro das fontes de energia renovável foi dado destaque à energia fotovoltaica focando a radiação solar, tendências recentes e sistemas fotovoltaicos. Por fim, foi realizada uma abordagem ao novo regime de produção de eletricidade em Portugal, ou seja, o autoconsumo.

❖ Capítulo 3 – Metodologia

São caracterizados os dois casos de estudo, dando mais ênfase ao desenvolvimento na cidade de Évora, sendo efetuada uma caracterização focando aspetos como o clima e a radiação incidente, assim como a metodologia referente ao tratamento de dados utilizados no estudo.

❖ Capítulo 4 – Resultados e discussão

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos, procurando responder aos objetivos deste estudo, acompanhados da respetiva análise e discussão.

❖ Capítulo 5 – Conclusões e desenvolvimentos futuros

São sintetizadas as conclusões finais do presente trabalho e apresentados potenciais desenvolvimentos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. Eletricidade

A energia é e continuará a ser o motor principal para o desenvolvimento económico (Akpan e Akpan, 2012). O aumento da procura permanente de eletricidade é constante em todo o mundo. A disponibilidade, custo e sustentabilidade dos recursos energéticos, causaram instabilidades no fornecimento de energia nos últimos anos. Além disso, os danos ambientais têm mostrado a necessidade de se recorrer a novos modelos energéticos (Castillo-Cagigal *et al.*, 2011).

2.1.1. Dependência energética

Desde 1850 que o uso global de combustíveis fósseis aumentou e tem dominado o consumo e o abastecimento mundial de energia. Os países industrializados, como os Estados Unidos, Japão e China, estão entre os principais responsáveis dessas emissões. Setores como o da produção de eletricidade e transportes, emitem a maior quantidade de gases de efeito estufa (Akpan e Akpan, 2012).

Neste enquadramento, também a União Europeia, e Portugal em especial, apresentam como um dos principais desafios e objetivos da política energética, a redução da dependência energética externa. Portugal possui escassos recursos energéticos fósseis endógenos, principalmente os que asseguram as necessidades energéticas da maior parte dos países desenvolvidos, como o petróleo, o carvão e o gás natural (Dias *et al.*, 2013). A escassez destes recursos conduz a uma elevada dependência energética externa, que já rondou os 80% entre o ano de 2000 e 2009, como verificado na Figura 2.1.

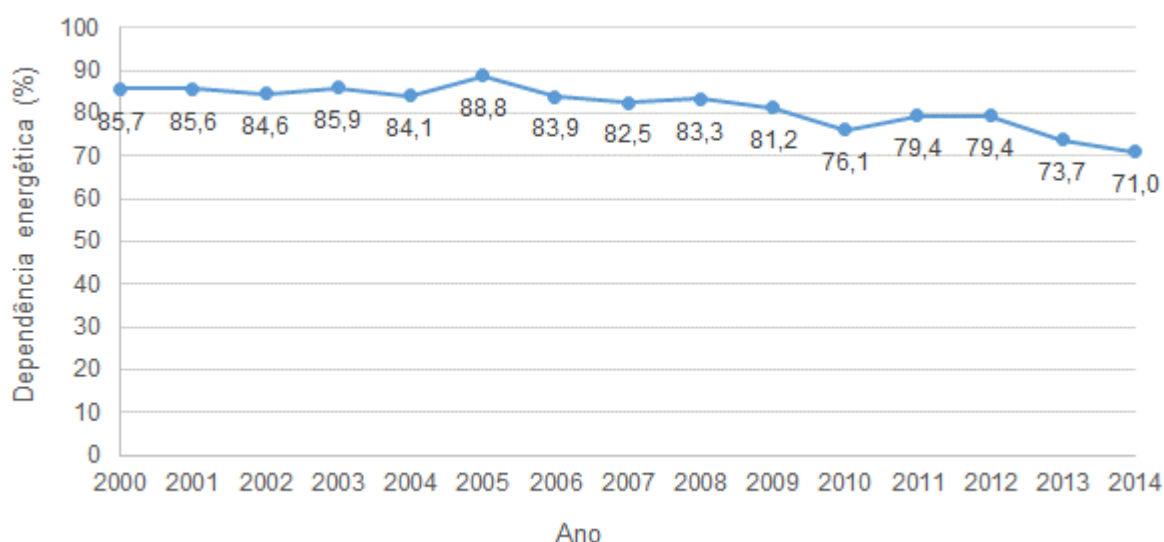


Figura 2.1 – Evolução da dependência energética de Portugal (adaptado de DGEG, 2014).

A dependência energética de Portugal face ao exterior, tem vindo a diminuir devido à aposta feita nas energias renováveis. Em apenas cinco anos, entre 2005 e 2010, o índice de dependência energética diminuiu cerca de 12 pontos percentuais, ou seja, de 88,8% para 76,1%, embora se tenha verificado um aumento nos anos de 2011 e 2012 para 79,4%. Segundo um relatório da Agência Portuguesa do Ambiente (APA), este aumento é justificado pela diminuição da hidraulicidade e do subsequente aumento das importações, especialmente de carvão e eletricidade (Dias *et al.*, 2013). Em 2014 a dependência energética fixou-se nos 71%, verificando-se uma grande diminuição em relação aos dois anos anteriores (2012 e 2013), de cerca de 8,4%. Segundo os registos da Direcção-Geral de Energia e Geologia (DGEG), já em 2013 se tinha verificado o valor mais baixo desde pelo menos 1995 (DGEG, 2014). Essa descida deveu-se sobretudo à redução do consumo de carvão e gás natural na produção de energia elétrica, uma vez que a produção doméstica de eletricidade subiu cerca de 21% (APREN, 2014a).

Apesar disso, Portugal possui ainda uma elevada dependência externa de combustíveis fósseis. Comparado com o conjunto dos países da UE-28, pode-se verificar através da Figura 2.2, que no ano de 2013, Portugal foi o 8º país com maior dependência energética, com cerca de vinte pontos percentuais acima da média da UE-28.

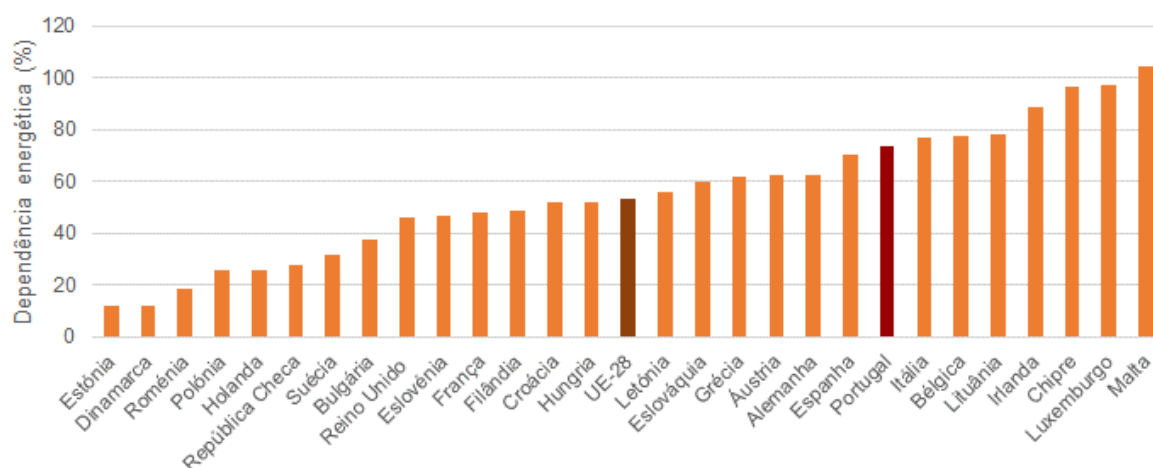


Figura 2.2 - Dependência energética na UE-28, em 2013 (adaptado de Eurostat, 2015c).

Esta elevada dependência externa aliada às temáticas da sustentabilidade no uso de recursos, das alterações climáticas, aliadas à necessidade de proporcionar serviços de energia a preços competitivos à economia portuguesa, explicam a aprovação, nos últimos 20 anos, de um conjunto vasto de medidas de política pública no setor energético. A aposta nacional nos anos mais recentes decorreu em paralelo com os restantes países europeus e continuou o esforço de redução desta dependência, centrando-se principalmente no fomento da utilização de FER e em ganhos de eficiência na utilização de energia (GEE, 2011).

2.1.2. Consumo de eletricidade

A energia é o pré-requisito principal para o crescimento económico (Hammons, 2008). O aumento mundial da procura de eletricidade devido ao crescimento da população e bem-estar global, coloca grandes desafios no sector da energia. Questões relacionadas com este desenvolvimento incluem a disponibilidade, custos e questões ambientais como o aquecimento global e o esgotamento dos recursos (Kam e Sark, 2014). Os países sem reservas adequadas de combustíveis fósseis enfrentam riscos cada vez maiores em relação à disponibilidade de energia primária (Hammons, 2008), em especial se também não tiverem alternativas ao nível de FER.

A Figura 2.3 mostra a evolução dos consumos de energia primária e final em Portugal. O consumo de energia primária refere-se a “toda a energia utilizada diretamente ou a que é sujeita a transformação para outras formas energéticas, e resulta da soma das importações com a produção doméstica, retirando as saídas e variações de *stocks*”. Do consumo final é excluído “o consumo para outras formas de energia, o consumo no setor energético e o consumo como matéria-prima e inclui a aviação internacional” (DGEG, 2014).

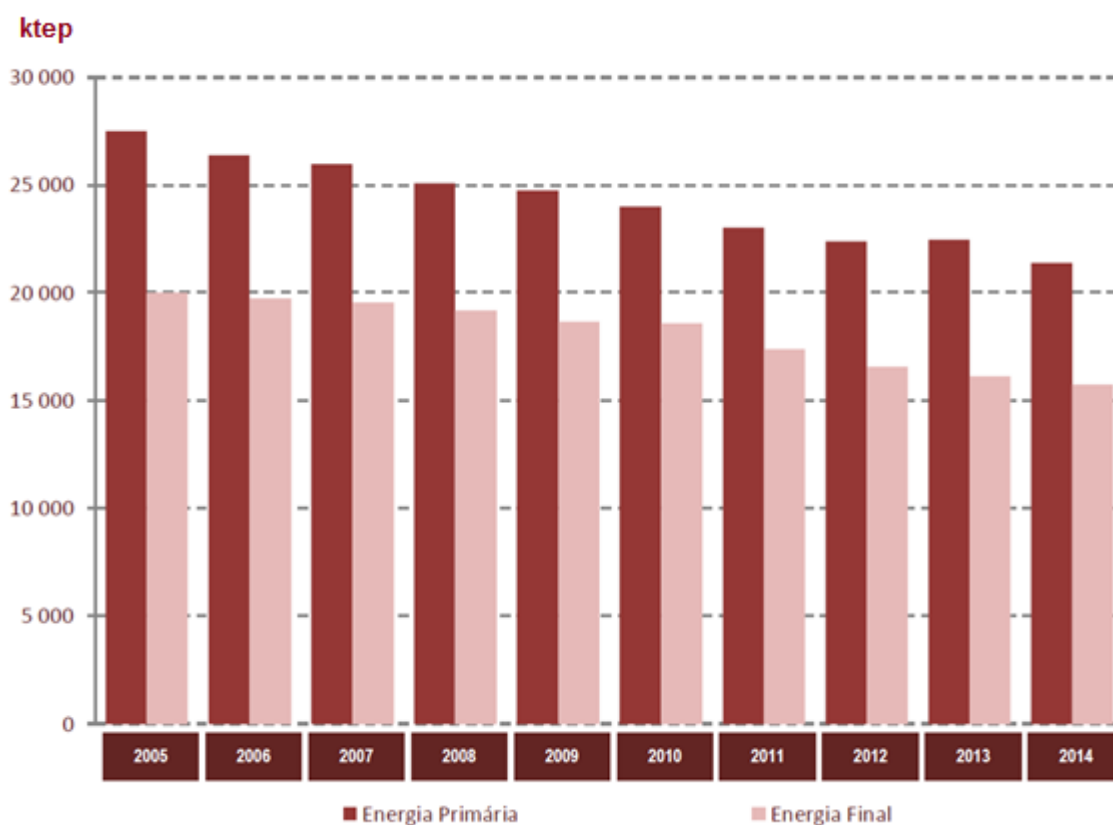


Figura 2.3 - Evolução dos consumos de energia primária e final (DGEG, 2014).

Segundo a DGEG, o consumo final de energia em 2014 sofreu uma quebra de 2,3%, devido fundamentalmente à redução no consumo de derivados de petróleo. Quanto ao consumo de energia primária, a descida de 4,7% deveu-se sobretudo ao gás natural e petróleo no setor energético (DGEG, 2014). Já em 2012 se tinha registado uma quebra de 5,7% no consumo de energia final e 2,8% no consumo de energia primária, face aos valores registados em 2011 (Dias *et al.*, 2013). Após as quebras no consumo de energia final de 2011 e 2012, o ano de 2013 caracterizou-se pela tendência de estabilização dos consumos de energia primária (Fernandes *et al.*, 2014). Segundo o Relatório do Estado do Ambiente (REA) de 2013 da APA, as reduções são fruto tanto do impacto de medidas de eficiência energética, que têm vindo a ser adotadas, como da recessão económica que alterou significativamente os padrões nacionais de energia primária e as expectativas de evolução até 2020 (Dias *et al.*, 2013).

A energia total consumida por uma economia é distribuída pelos diversos setores que a utilizam. Com a determinação dessa distribuição é possível ter uma perspetiva geral da quantidade de energia que é exigida por cada sector. A Figura 2.4 apresenta a distribuição, por sector económico, da energia consumida em 2011.

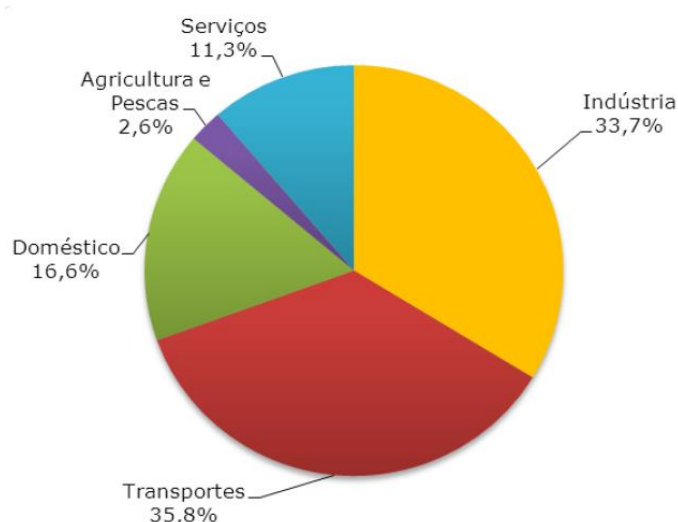


Figura 2.4 - Consumo de energia final por setor, em 2011 (Dias *et al.*, 2013).

Em 2011, o peso do consumo de energia final nos principais sectores de atividade económica foi de 35,8% nos transportes, 33,7% na indústria, 16,6% no sector doméstico, 11,3% nos serviços e 2,6% na agricultura e pescas. Conclui-se assim que houve uma forte incidência dos sectores dos transportes e indústria no consumo de energia final, representado cerca de 70% do total em 2011 (Dias *et al.*, 2013). Em relação ao ano de 2013, também o setor dos transportes e da indústria foram os maiores consumidores de energia final. O setor dos transportes teve um peso de 35,9%, sofrendo um ligeiro aumento, enquanto que no setor da indústria houve uma redução, passando de 33,7% em 2011 para 29,8% em 2013 (Fernandes *et al.*, 2014). De seguida, apresenta-se na Figura 2.5 o consumo de energia final no setor doméstico entre 2000 e 2012.

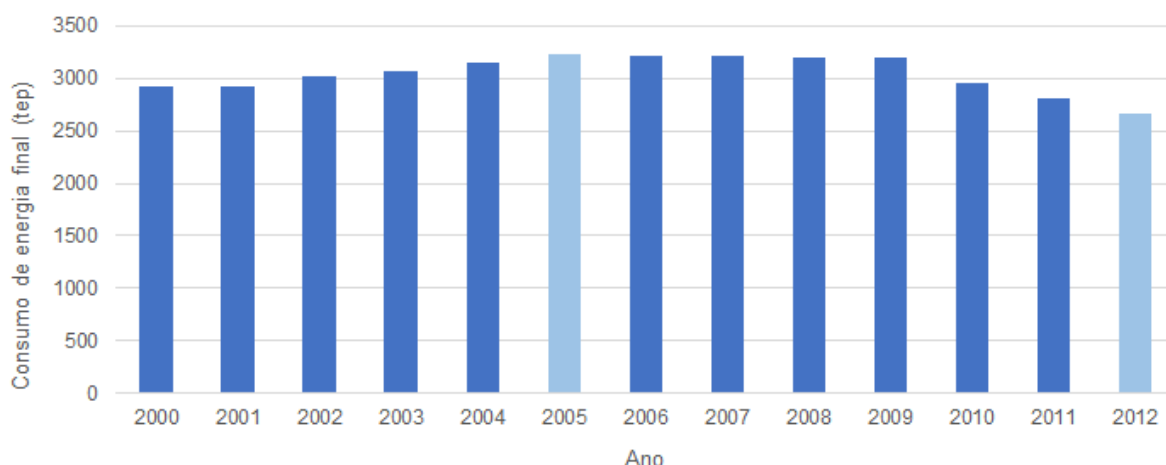


Figura 2.5 - Consumo de energia final no setor doméstico (adaptado de ADENE, 2015).

Quanto ao setor doméstico, o principal enfoque desta dissertação, os valores não têm tido grandes alterações de ano para ano. Segundo a ADENE (2015), o valor mais alto registou-se em 2005 (3 231 tep) e o valor mais baixo em 2012 (2 657 tep). O consumo de energia elétrica nas habitações portuguesas provém de várias fontes e assume um papel bastante relevante, dado que a maioria dos equipamentos utilizados requer este tipo de fonte de energia. Segundo o Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico (ICESD), no período entre outubro de 2009 a setembro de 2010, o consumo total de eletricidade nas habitações foi de 1 242 021 tep, ou seja, 14 442 GWh (INE/DGEG, 2011), repartidos segundo o gráfico da Figura 2.6. A maior fatia corresponde à cozinha, seguida de equipamentos elétricos.

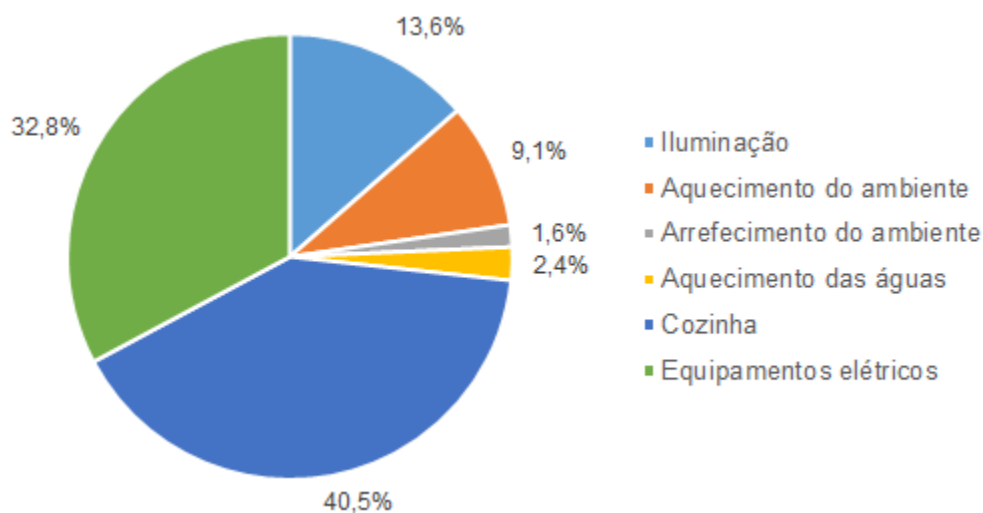


Figura 2.6 - Repartição dos consumos de eletricidade pelos diferentes usos finais (INE/DGEG, 2011).

A distribuição do consumo de energia no alojamento em Portugal Continental no ano de 2010, está representado na Figura 2.7. A maior fatia corresponde à eletricidade, representando cerca de 62,5% na despesa com energia no alojamento, seguida da lenha (24,8%) que representa apenas 3,6% na despesa de energia. Em terceiro lugar está o GPL Garrafa Butano, que nas despesas apresenta uma percentagem de 16,4%.

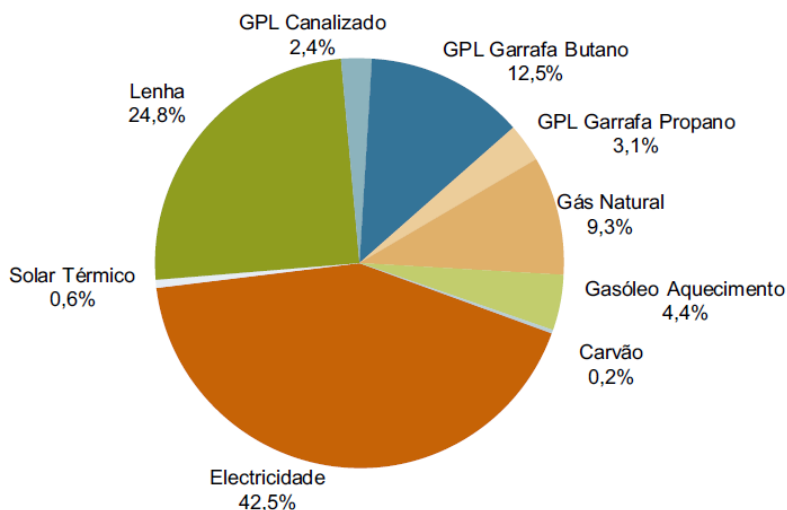


Figura 2.7 - Distribuição do consumo de energia no alojamento, em Portugal Continental (INE/DGEG, 2011).

De forma a manter a tendência de redução no consumo de energia, o Governo pretende prosseguir com objetivos para assegurar a continuidade de medidas que garantam o desenvolvimento de um modelo energético com racionalidade económica assegurando custos de energia sustentáveis, que não comprometam a competitividade das empresas nem a qualidade de vida dos cidadãos, assim como assegurar a melhoria substancial na eficiência energética de Portugal. Isto é possível através da execução do Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética 2016 (PNAEE 2016) e do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis 2020 (PNAER 2020). O PNAEE para o período 2013-2016, estima uma poupança induzida de 1 501 ktep, que corresponde a uma redução do consumo energético de aproximadamente 8,2% relativamente à média do consumo final de energia verificada no período entre 2001 e 2005 (Dias *et al.*, 2013). Esta percentagem aproxima-se da meta estipulada pela UE de 9% de poupança de energia até 2016, referida na Diretiva 2006/32/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 5 de abril de 2006. Para 2020, o PNAEE fixa o objetivo geral de redução do consumo de energia primária de 25% e um objetivo específico para a Administração Pública de redução de 30% (Fernandes *et al.*, 2014).

2.1.3. Evolução de preços

Para além de outras despesas mensais, todas as famílias têm de suportar gastos associados com as habitações e em especial com energia, sendo um dos mais difíceis de reduzir e com maior representatividade na despesa total anual média dos agregados (INE/DGEG, 2011), como demonstra a Figura 2.8.

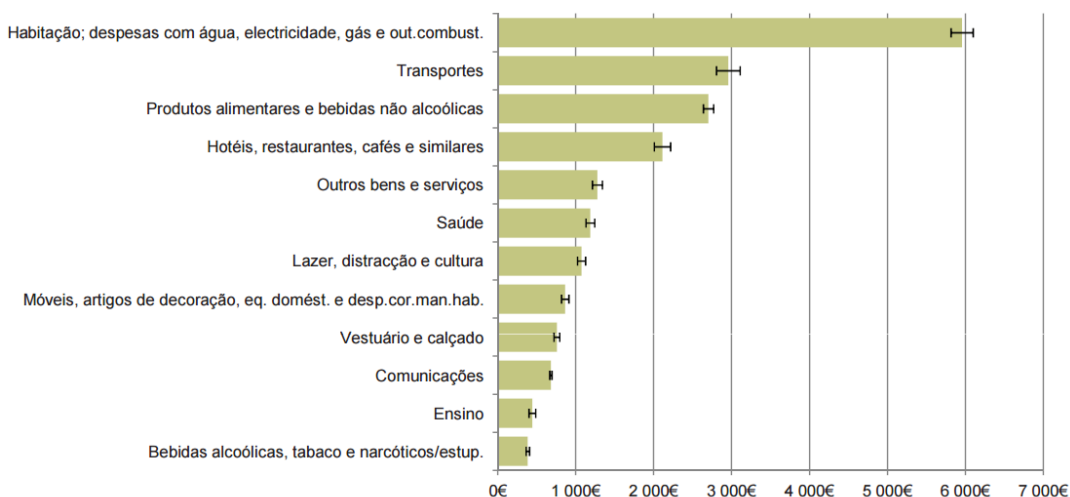


Figura 2.8 - Despesa total anual média por agregado e divisões da COICOP, em 2010/2011 (INE/DGEG, 2011).

Apesar da liberalização do mercado de energia, as tarifas de eletricidade não têm vindo a descer e o mais provável é que se mantenha a tendência crescente dos preços nos próximos anos. Segundo os dados do Eurostat (2015a), para a maioria dos países da UE, os preços da eletricidade aumentaram de 2013 para 2014, como se pode verificar na Figura 2.9. Os preços da eletricidade em Portugal estão acima da média da UE e em 2014, Portugal era o sétimo país com o preço da eletricidade mais elevado, subindo três posições em relação a 2013, onde se situava em décimo lugar.

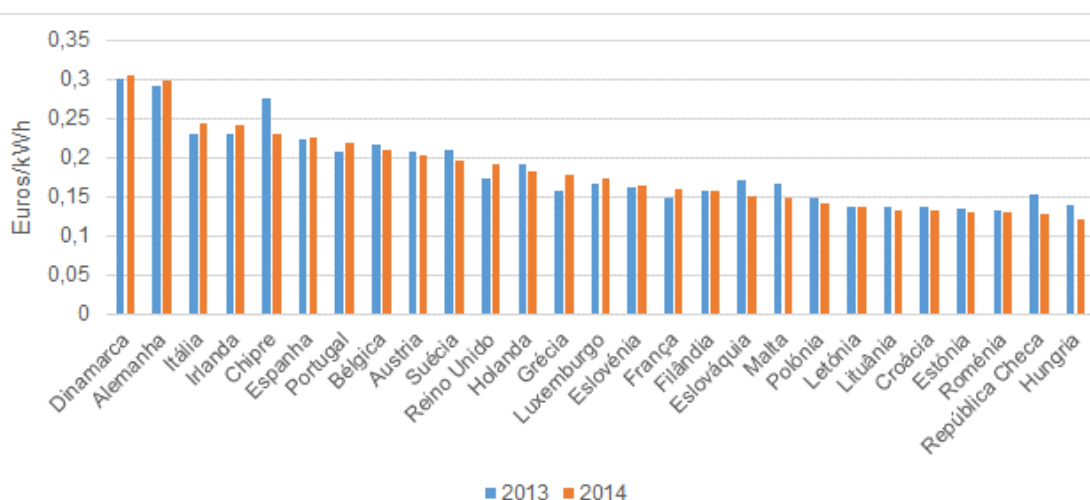


Figura 2.9 - Preço da eletricidade cobrados aos consumidores finais, em euros/kWh (adaptado de Eurostat, 2015a).

De acordo com o Eurostat (2015a) sobre os preços da energia na UE, o preço da eletricidade doméstica na UE aumentou 2,9%, ou seja, para os 20,8 euros por 100 kWh, entre o segundo semestre de 2013 e de 2014. Portugal teve um aumento acima da média da UE de 4,7% e o seu mercado no final de 2014 apresentava um custo de 22,3 centavos por kWh. Embora esteja acima da média dos 20,8 centavos da UE, não foi o país que teve maiores agravamentos de custos face a 2013. Estes foram registados em França (10,2%), Luxemburgo (5,6%), Irlanda (5,4%) e Grécia (5,2%). Em contrapartida, os preços médios mais baixos de eletricidade para uso doméstico foram registados na Bulgária, com 9,0 euros por 100 kWh, e na Hungria, com 11,5 euros por 100 kWh. Segundo a mesma publicação do gabinete de estatísticas da UE, o preço da eletricidade aumentou desde 2008, 32% no conjunto dos 28 Estados-Membros e 42% em Portugal, que apenas é ultrapassado pela Dinamarca (57%) e pela Alemanha (52%) (Eurostat, 2015a).

Em fevereiro de 2015, foi divulgado o relatório da Comissão Europeia relativo a Portugal 2015, onde está incluída uma apreciação aprofundada sobre a prevenção e correção dos desequilíbrios macroeconómicos. De acordo com projeções efetuadas em outubro de 2014, as tarifas de eletricidade no mercado em Portugal iriam sofrer em 2015 uma subida de mais de 3,3%, ou seja, o maior aumento em três anos. Esta nova estimativa é 400 milhões de euros superior ao inicialmente projetado para 2015 e deve-se a um aumento fraudulento de eletricidade (Comissão Europeia, 2015). A Figura 2.10 apresenta a evolução das tarifas de venda a clientes finais do sector elétrico em Portugal Continental, desde o ano de 1990 a 2015.

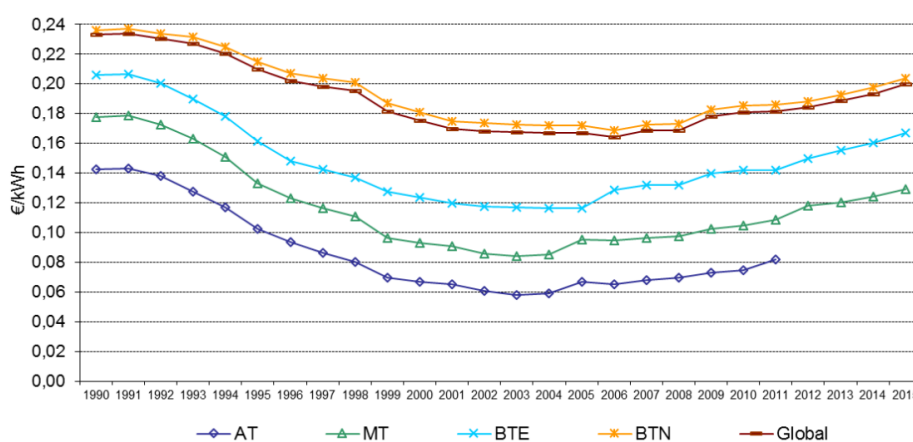


Figura 2.10 - Evolução das tarifas elétricas de venda a clientes finais, em Portugal Continental (ERSE, 2015a).

Como se pode observar na figura anterior, desde o ano de 2003, a tendência tem sido sempre para o aumento das tarifas. O principal responsável por este agravamento é o custo do défice tarifário acumulado por Portugal nos últimos anos, sendo a sua extinção um desafio. Este défice resulta da diferença entre a tarifa de eletricidade paga e os custos de produção, ou seja, surge quando as receitas que se obtêm pela fatura da eletricidade não chegam para cobrir todos os custos associados.

Ainda no relatório anteriormente mencionado, a Comissão Europeia refere que segundo as mesmas projeções, o défice tarifário deve atingir um pico de 4,8 mil milhões de euros no ano de 2015, decrescendo posteriormente, atingindo ainda mil milhões de euros em 2020. O aumento de 3,3% das tarifas de eletricidade em 2015 não vai ser suficiente para alcançar a meta de redução do défice até 2020 e para que Portugal cumpra essa meta de redução, os aumentos nos próximos anos podem ser superiores aos esperados. Quanto menor for a eletricidade consumida e faturada, mais tempo demora a recuperar a dívida dos consumidores ao sistema (Comissão Europeia, 2015).

Segundo a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), existem vários fatores que contribuem para a variação tarifária todos os anos, que resultam da conjugação de vários fatores com impactos em sentidos opostos. Esses fatores estão apresentados na Figura 2.11.

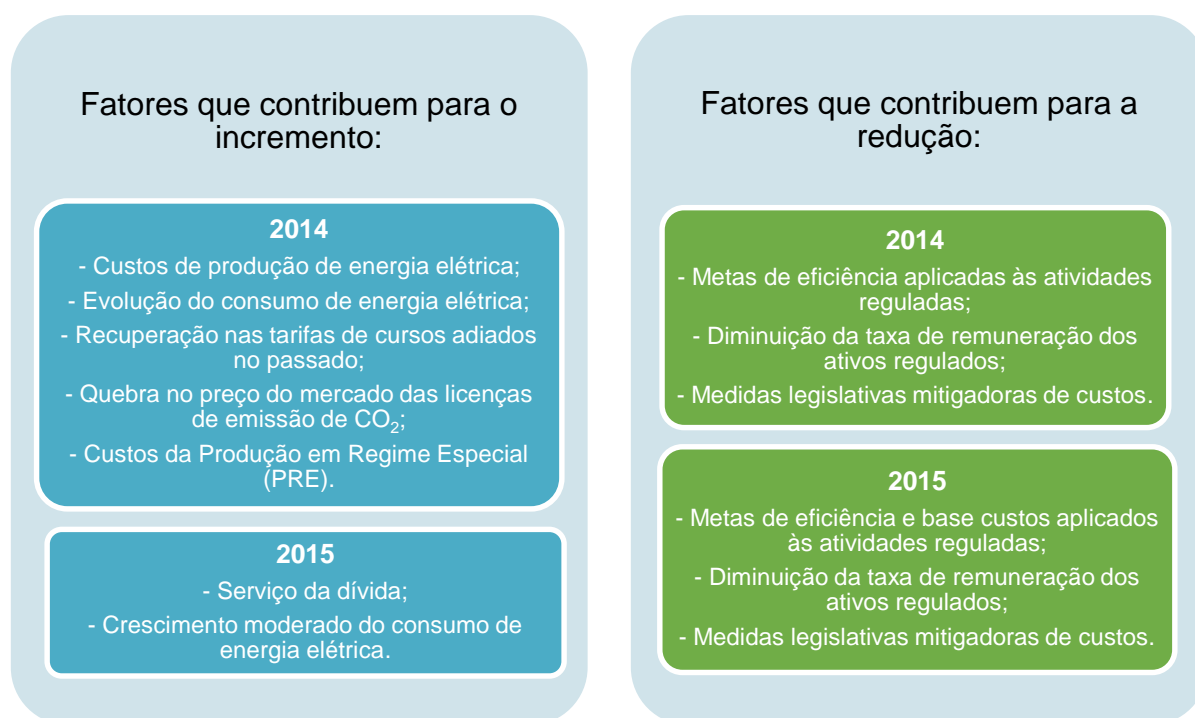


Figura 2.11 – Fatores que contribuem para o incremento e a redução das tarifas (ERSE, 2014; ERSE, 2015b).

Como conclusão, o relatório da Comissão Europeia refere que Portugal tem continuado a implementar medidas suplementares para reduzir o défice tarifário no setor da eletricidade e para controlar os custos da energia no consumidor final, mas que ainda são insuficientes para alcançar os resultados desejados. É igualmente importante identificar medidas adicionais para reduzir as rendas remanescentes que ainda vigoram no setor da energia, como forma de reduzir a dívida tarifária mais rapidamente, sem prejudicar famílias e empresas com o aumento dos preços da energia (Comissão Europeia, 2015).

2.2. Eletricidade de origem renovável

Para atender à crescente procura de consumo de energia, e para conseguir uma redução significativa das emissões de CO₂, mais fontes de energia renovável (FER), e outras fontes de energia de baixo carbono, têm de aumentar a sua representatividade no mix energético do futuro (Zong *et al.*, 2012).

Segundo Menegaki (2011), as energias renováveis (e.g. solar, vento, biomassa, água) são sustentáveis porque permitem o desacoplamento entre o crescimento económico, o consumo de recursos e aquecimento global, asseguram a sua disponibilidade a longo prazo, contribuem para a estabilidade política e reduzem a dependência das importações de combustíveis externos. O recurso a energias renováveis para produção de eletricidade distribuída, pode satisfazer a crescente procura nos países em desenvolvimento, especialmente em áreas subdesenvolvidas rurais, onde uma rede de distribuição de eletricidade nunca será economicamente viável (Menegaki, 2011).

O interesse em FER tem portanto vindo a aumentar. Na Figura 2.12 estão apresentadas as razões de Vries *et al.* (2007) que fundamentam esta afirmação.

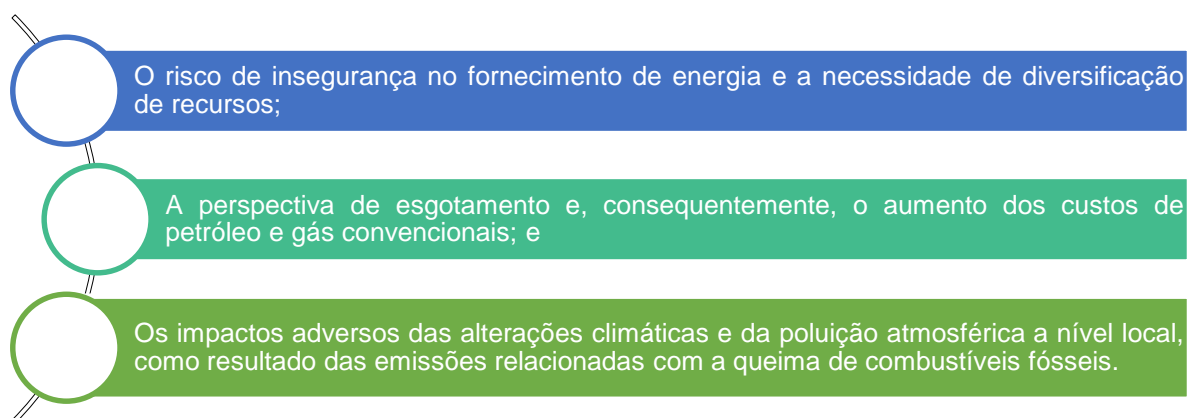


Figura 2.12 – Razões do aumento do interesse em fontes de energia renovável (adaptado de Vries *et al.*, 2007).

Segundo Wüstenhagen e Bilharz (2006), definir o objetivo de comercialização de energia renovável, é uma tarefa complexa porque os vários intervenientes têm objetivos diferentes. Estes objetivos estão apresentados na Figura 2.13.

Fornecedores

- O objetivo principal é a diferenciação do produto num ambiente de mercado liberalizado e, visam margens mais elevadas em relação ao produto base

Utilitário incumbente

- O objetivo pode ser completar uma gama de produtos, aumentar a fidelidade entre os clientes e transmitir uma imagem ambientalmente responsável a outras partes interessadas

Comerciante de energia renovável especializado

- Normalmente visa um forte crescimento do número de clientes, receitas e quotas de mercado

Clientes que usufruem de energia renovável

- O objetivo pode ser tanto para se certificar de que o seu dinheiro não suporta fontes de energia insustentáveis ou de contribuir para a proteção do ambiente e crescimento das energias renováveis, devido à sua decisão de compra. Os clientes também esperam algum benefício ambiental adicional em troca da sua vontade de pagar mais pela energia verde

Responsáveis políticos, incluindo instituições governamentais e ONGs ambientais

- O objetivo é aumentar a quota de energias renováveis e aumentar a consciência ambiental entre os consumidores de energia

Figura 2.13 – Objetivos de comercialização de energia renovável para vários intervenientes (adaptado de Wüstenhagen & Bilharz, 2006).

Esta visão diferenciada dos objetivos dos diferentes interessados, mostra que o sucesso de comercialização de energia renovável é um conceito multidimensional que pode ser medido de forma diferente por diferentes partes interessadas (Wüstenhagen e Bilharz, 2006).

2.2.1. União Europeia

A promoção da utilização de energias renováveis é importante para a redução da dependência das importações energéticas, assim como para o cumprimento das metas definidas no Protocolo de Quioto relativas à redução das emissões de dióxido de carbono e ao combate do aquecimento global. Além disso, a UE é pouco dotada de recursos de petróleo e gás convencionais (Menegaki, 2011).

O Protocolo de Quioto à Convenção Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas, foi um marco importante para a promoção das FER. A Comissão Europeia suporta um papel de liderança na Europa na mitigação de GEE definindo metas de redução internas. Embora os benefícios globais da utilização de energias renováveis na produção de eletricidade, calor e transportes, em termos de benefícios ambientais (mudanças climáticas), bem como a segurança dos recursos e independência de importações, pareça ser indiscutível, os custos económicos totais de apoio à energia renovável nestes sectores continuam a ser um problema. Torna-se um problema em maior escala, se o desempenho económico for lento (Lehr *et al.*, 2008).

A elaboração de estratégias de desenvolvimento sustentável de energia, normalmente envolvem três grandes mudanças tecnológicas: a poupança de energia do lado da procura, a melhoria da eficiência na produção de energia e substituição de combustíveis fósseis por várias fontes de energia renovável. Em algumas regiões e países, a quota de energias renováveis tem crescido substancialmente durante as últimas décadas. Por exemplo, na Dinamarca, a poupança e as melhorias na eficiência têm sido peças fulcrais na política energética desde a primeira crise do petróleo, em 1973, e 14% dos combustíveis fósseis foram substituídos por energia renovável (Lund, 2007).

Segundo Zong *et al.* (2012), o governo dinamarquês adotou uma meta de longo prazo em que o sistema energético dinamarquês (incluindo transportes) pode ser completamente independente de combustíveis fósseis até 2050, com base em 100% de energia renovável, a partir da combinação entre o vento, biomassa, energia solar, ondas, e energia eólica, que vai cobrir 50% do consumo de eletricidade na Dinamarca, em 2025. Assim, a Dinamarca é um exemplo de como as estratégias de desenvolvimento sustentável são constituídas por uma combinação de poupança, melhoria da eficiência e implementação de energias renováveis (Lund, 2007).

Em 2007, a indústria alemã detinha grande parte do mercado internacional de tecnologias de sistemas de energias renováveis. Com a crescente procura mundial por estes sistemas, o mercado alemão perdeu importância relativamente aos produtos nacionais, contrariamente às exportações que ganharam bastante valor. A Alemanha teve um crescimento rápido e um mercado dinâmico relativo às energias renováveis em comparação com outros mercados internacionais. Em 2004, 40% de sistemas para utilização de energia eólica vendidos, foram fabricados na Alemanha, bem como cerca de 30% dos sistemas fotovoltaicos e 14% dos sistemas para utilização de biomassa (Lehr *et al.*, 2008).

No gráfico da Figura 2.14, apresenta-se a percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no consumo bruto final de energia, que atingiu os 15% na EU em 2013, em comparação com 8,3% em 2004.

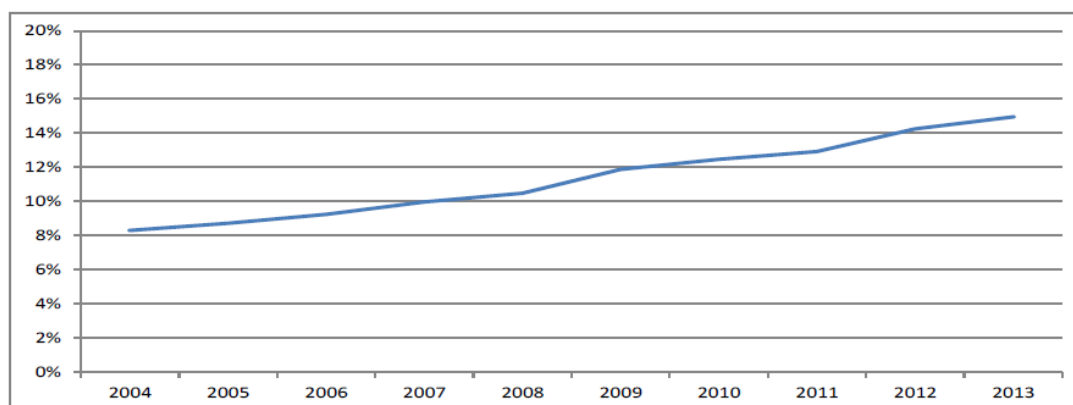


Figura 2.14 - Percentagem de energia proveniente de fontes renováveis, na União Europeia (Eurostat, 2015b).

A percentagem de energias renováveis no consumo final bruto de energia, é um dos indicadores-chave da estratégia Europa 2020. A diretiva 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis, estabelece metas nacionais individuais obrigatórias para a percentagem de energias renováveis no consumo final bruto de energia a serem alcançadas até 2020 (Menegaki, 2011). A meta a ser atingida até 2020 para a UE é uma percentagem de 20% de energia a partir de fontes renováveis no consumo final bruto de energia. Cada Estado-Membro da UE tem a sua própria meta que tem em conta os diferentes pontos de partida dos Estados-Membros, os potenciais de energias renováveis e o desempenho económico (Eurostat, 2015b).

A execução de diferentes formas de aproveitamento de energias renováveis depende das condições específicas existentes em cada país (geográficas, climatológicas, económicas ou outros). Nos termos da diretiva de energias renováveis (Diretiva 2009/28/CE), os Estados-Membros que não consigam cumprir as suas metas utilizando os seus recursos internos, serão capazes de adquirir energia renovável a partir de outros Estados-Membros que tenham cumprido e superado as suas metas, ou fontes fora da UE, por exemplo, parques solares no Norte de África. Sob as regras da diretiva, os países que não cumpram as suas metas no mercado interno ou comprem energia de outros países, poderiam enfrentar ações legais e multas por parte da UE. A substituição de fontes de energia fóssil por FER, não é um processo rápido e a dependência energética da UE deverá aumentar até 80% em 2020 (Menegaki, 2011). Na Figura 2.15, apresentam-se as percentagens do consumo final bruto de energia proveniente de fontes renováveis para cada Estado-Membro da UE no ano de 2013, assim como as metas a atingir em 2020.

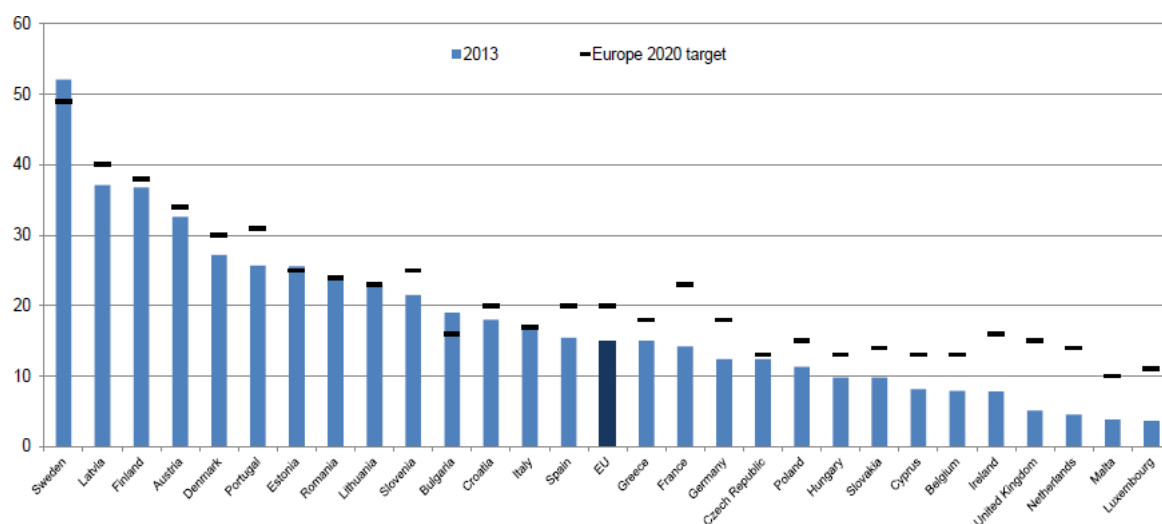


Figura 2.15 - Percentagem de energia proveniente de fontes renováveis nos Estados-Membros da União Europeia, em 2013 (Eurostat, 2015b).

Com mais de 50%, a Suécia teve de longe em 2013, a maior percentagem de energia proveniente de fontes renováveis no seu consumo final bruto de energia, à frente da Letónia, da Finlândia e da Áustria que estão entre os 30% e os 40%. Por outro lado, as menores percentagens de energias renováveis foram encontradas no Luxemburgo, Malta, Holanda e Reino Unido, que rodam valores

inferiores a 10%. Três dos 28 Estados-Membros da UE já ultrapassam a meta nacional necessária para atender aos objetivos em 2020: Bulgária, Estónia e Suécia. Além disso, a Lituânia, a Roménia e a Itália, estão a menos de 0,5% de atingir as suas metas para 2020. Pelo contrário, o Reino Unido, a Holanda, a França e a Irlanda, ainda estão longe de atingir as suas metas.

Políticas de apoio às energias renováveis

Políticas focadas na energia renovável foram postas em prática na Europa desde meados de 1990 (Fouquet e Johansson, 2008). As energias renováveis têm um papel fundamental na definição de uma política energética baseada na segurança, independência e sustentabilidade, portanto é necessário determinar uma forma de aumentar a utilização de energias renováveis no cabaz energético sem sacrificar a sustentabilidade económica (Chiaroni *et al.*, 2014).

Segundo Fouquet e Johansson, em 2008 existiam dois mecanismos principais de apoio político diferentes, aplicados nos Estados-Membros da UE-27: o sistema de *feed-in tariffs* (FiT) e o sistema de certificados verdes transacionáveis (TGC). Os TGC foram estabelecidos na Bélgica, Itália, Polónia, Roménia, Suécia e no Reino Unido. Nestes sistemas um membro definido da cadeia de fornecimento de eletricidade, seja ele consumidor, produtor ou fornecedor, tem de apresentar uma determinada quantidade mínima de certificados em cada ano, tal como estabelecido por uma autoridade pública. Os certificados são emitidos por MWh de eletricidade gerada através de energia renovável. O princípio por trás deste mecanismo de quotas é que um produtor de energia renovável pode receber benefício financeiro adicional a partir da venda de certificados no mercado. Isto significa que a meta de energia renovável sob o sistema de TGC é definida pelo governo e o preço do certificado é determinado pelo mercado (Fouquet e Johansson, 2008).

Nos sistemas de FiT, o princípio básico é que qualquer produtor nacional de eletricidade renovável pode vender a sua eletricidade a uma tarifa fixada, por um período de tempo imposto em condições específicas, dependendo da localização, tecnologia, etc. O preço permanece constante para o período definido, mas para novas instalações em anos posteriores, é oferecido um nível de preço mais baixo. Em alternativa, o produtor de energia renovável recebe um prémio fixo para além do preço de mercado da eletricidade (Fouquet e Johansson, 2008).

Na Europa, temos o exemplo da Alemanha, que demonstra como a sua política tem estimulado o crescimento da energia solar fotovoltaica, mesmo em regiões com recurso a energia solar moderado (Šúri *et al.*, 2007). Houve um aumento significativo na capacidade de produção anual de poder fotovoltaico instalado na maioria dos países desenvolvidos. Tal foi impulsionado em grande parte pelos programas-chave de apoio do governo.

Os EUA foram o berço das FiT e em 2008 já se havia expandido em 37 países em todo o mundo. A maioria das FiT em vigor em 2010, ofereciam para todos os tamanhos e tipos de instalações de produção de energia renovável, um pagamento em forma de prémio, ao longo de um período de longo prazo, por cada quilowatt-hora de eletricidade exportada para a rede. A versão original dos

EUA era diferente. Foi adotada pela primeira vez em 1978, como a *Public Utility Regulatory Policies Act*, ou PURPA. Os pagamentos da PURPA foram baseados no custo evitado de produção de eletricidade a partir de fontes convencionais (Mendonça *et al.*, 2009). Cerca de 12 000 MW de energia renovável foram instalados em redor dos EUA sob esta lei, desde a sua implementação em 1981 até 1990. Mas a queda substancial no preço do petróleo e gás natural na década de 1990, fez com que esses pagamentos com base no custo evitado fossem muito baixos para projetos de energias renováveis. Assim, a lei PURPA resultou em apenas quantidades marginais de desenvolvimento das energias renováveis desde o início de 1990 (Mendonça *et al.*, 2009).

O sistema de FiT introduzidas com a *Feed-in Law* (StrEG) de 1991, atualizada na *Renewable Energy Sources Act* (EEG) de 2000, e a alteração da EEG em 2004, têm sido o elemento-chave da política de energias renováveis na Alemanha, colocando-a numa melhor posição do que a maioria dos outros países quando se trata de alcançar metas da UE para a energia renovável (Wüstenhagen e Bilharz, 2006). Por exemplo, em 2008, sistemas fotovoltaicos abaixo dos 10 kWp eram remunerados pela EEG com uma FiT duas vezes superior ao preço de eletricidade de mercado, para clientes residenciais (Weniger *et al.*, 2014).

Além dessas tarifas disponíveis, um grande número de programas de apoio estavam disponíveis para apoiar o investimento na produção de energia renovável por meio de subsídios, incentivos fiscais ou pequenos empréstimos. A energia solar foi alvo do *100 000 Roofs Program* que forneceu financiamento para a energia solar (1999-2003), fazendo com que os sistemas fotovoltaicos fossem comercialmente viáveis nos primeiros tempos, particularmente em combinação com a nova *Renewable Energy Sources Act* (EEG). O *100 000 Roofs Program*, combinado com o apoio da EEG, aumentou a capacidade fotovoltaica em cerca de 200 MW, no período entre 1999 e 2002 (Wüstenhagen e Bilharz, 2006).

A Alemanha tem sido bem-sucedida quanto ao aumento da quota de eletricidade renovável ao longo da última década e esse facto tem sido alcançado devido à eficácia das políticas públicas. Dentro das várias políticas públicas, o sistema de FiT foi a mais significativa (Wüstenhagen e Bilharz, 2006).

As FiT têm provado ser o programa de incentivo do governo mais eficaz para tecnologias renováveis. Os países que adotaram estas tarifas têm demonstrado que têm as maiores taxas de crescimento na implantação de tecnologia de energia renovável (Wiginton *et al.*, 2010). Exemplo disso, é a capacidade fotovoltaica instalada que tem aumentado significativamente nos últimos anos devido às políticas de incentivo (Chiaroni *et al.*, 2014). Na verdade, metade das instalações fotovoltaicas do mundo devem-se a estas tarifas. As FiT nos sistemas fotovoltaicos estão a ser utilizadas em todo o mundo: no início de 2009, 45 países e 18 estados/províncias/territórios já tinham estas tarifas. A tarifa é alterada ao longo dos anos para estimular a inovação e efetivamente estimular o mercado (Wiginton *et al.*, 2010).

O sucesso das FiT permitiu à Alemanha atingir o seu objetivo de ter uma fonte de energia renovável de 12,5% três anos mais cedo (2007) e encorajou outros 18 países da UE a adotar programas semelhantes. Outro país a prosseguir com o êxito destas tarifas foi a Espanha, que em 2008, viu um aumento de cinco vezes mais na sua capacidade fotovoltaica em relação ao ano anterior. A Alemanha e a Espanha, possuíam 5,4 e 3,3 GW de capacidade de energia fotovoltaica em 2008, o que representava a maioria dos 13 GW totais do mundo (Wiginton *et al.*, 2010). No final de 2009, essa capacidade foi de 9,8 GW na Alemanha e 3,5 GW em Espanha (Castillo-Cagigal *et al.*, 2001). Outros países com este programa são a Califórnia, Irlanda, Portugal, República Eslovaca, Suíça, Turquia, Bulgária, Grécia, França, Quênia, Filipinas, Polónia e África do Sul (Wiginton *et al.*, 2010).

2.2.2. Portugal

Hoje em dia, o setor energético tem um papel bastante importante na sociedade e na economia portuguesa. Assim, e devido à existência de um potencial muito significativo para o desenvolvimento de energias renováveis em Portugal, as FER, pela sua disponibilidade, carácter endógeno e disperso, assumem um lugar de destaque nas políticas nacionais para o setor energético (PNAER 2020).

O potencial de energias renováveis em Portugal é mais do que suficiente para satisfazer as suas necessidades energéticas. Portugal apresenta uma rede hidrográfica relativamente densa, uma elevada exposição solar média anual, e dispõe de uma vasta frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos, o que lhe confere a possibilidade de aproveitar o potencial energético da água, da luz, das ondas e do vento. Estas condições únicas permitem ao país o aproveitamento de formas de energia alternativas visto que não dispõe de recursos ou reservas fósseis conhecidas (PNAER 2020). Assim, Portugal encontra-se numa posição privilegiada para diminuir a sua dependência energética de fontes de energias não renováveis e poluentes, colocando-se na vanguarda da procura por um desenvolvimento sustentável.

Na Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril, a UE definiu para Portugal, relativamente à promoção de utilização de energia proveniente das FER (Diretiva FER), o objetivo de alcançar uma quota de 30% de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia, até 2020.

Em outubro de 2014, no âmbito do quadro de ação da UE referente ao clima e à energia para o ano de 2030, foi definida a meta vinculativa de pelo menos 27% de energias renováveis no consumo total de energia da UE em 2030. Com base no contributo de todos os Estados-Membros, esta meta para 2030, deverá ser atingida coletivamente fixando-se metas nacionais mais ambiciosas (Fernandes *et al.*, 2014).

Neste sentido, em Portugal, o Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, tem como objetivo transpor parcialmente para a ordem jurídica interna a Diretiva n.º 2009/28/CE e estabelece as metas nacionais de utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia e para a quota de energia proveniente de fontes renováveis

consumida pelos transportes para 2020. Assim, no Artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 141/2010 são indicadas as metas intercalares para a utilização de energia renovável no consumo final bruto de energia, de modo a ser atingida a meta afixada de 31% em 2020. Tem-se 22,6% para os anos 2011 e 2012; 23,7% para 2013 e 2014; 25,2% em 2015 e 2016; e 27,3% para os anos 2017 e 2018.

A Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, aprovou em 2013, o Plano Nacional de Ação para a Eficiência Energética para o período 2013-2016 (Estratégia para a Eficiência Energética – PNAEE 2016) e o Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis para o período 2013-2020 (Estratégia para as Energia Renováveis – PNAER 2020). O PNAER 2020 fixa os objetivos de Portugal referentes à quota de energia proveniente de fontes renováveis no consumo final bruto de energia 2020, assumindo as metas fixadas no Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, acima descritas. Prevê também a incorporação de 59,6% de energia renovável na eletricidade até ao ano de 2020.

Em Portugal, a produção doméstica de energia primária, baseia-se em FER. No ano de 2011 o peso das energias renováveis no consumo total de energia primária foi de 21,9%, valor que diminuiu ligeiramente face aos 23,4% verificados em 2010, ano em que se alcançou o valor relativo mais elevado da última década. Ainda no ano de 2011, se se considerar apenas o consumo bruto de energia elétrica, a incorporação de FER para efeitos da Diretiva FER, foi de 49,6% (o valor real foi de 48,8%), o que fez de Portugal o terceiro país da União Europeia (EU-15) com maior incorporação de energias renováveis na produção de energia elétrica, depois da Áustria (56,3%) e da Suécia (57,2%) (Dias *et al.*, 2013).

Nos últimos anos, é notável o crescimento da potência instalada em FER para produção de eletricidade. No final de 2011, a capacidade instalada para produção de energia elétrica a partir de FER atingiu os 10 622 W em Portugal o que traduz um aumento de 9,6% relativamente a 2010, ano em que o reforço já havia sido de 6,6% face a 2009 (Dias *et al.*, 2013).

Em 2012, a contribuição das FER no consumo de energia primária foi de 20,4%, valor mais baixo relativamente ao ano anterior onde se verificou 21,9%. No entanto, se se considerar o consumo final bruto de energia, aumentou para 24,6%, valor acima da meta estabelecida no PNAER 2020, ou seja, 22,6% para os anos 2011 e 2012. Portugal foi, em 2012, o quarto país da EU-15 com maior incorporação de energias renováveis. Desceu uma posição relativamente ao ano anterior, devido à forte quebra de produção de energia elétrica com base em FER. Este facto deve-se, essencialmente, à seca ocorrida nesse ano, o que causou uma diminuição da produção hídrica (Fernandes *et al.*, 2014).

Em 2013 a incorporação de FER para efeitos da Diretiva FER foi de 48,2% (o valor real foi de 56,2%) (Fernandes *et al.*, 2014). Em 2014, as energias renováveis voltaram a ser a principal fonte de produção de eletricidade em Portugal, representando 62,7% do consumo em Portugal Continental, valor mais alto registado nos últimos 15 anos. A Figura 2.16 refere-se ao peso das diferentes fontes no consumo de eletricidade em Portugal Continental no ano de 2014. (APREN, 2014b).

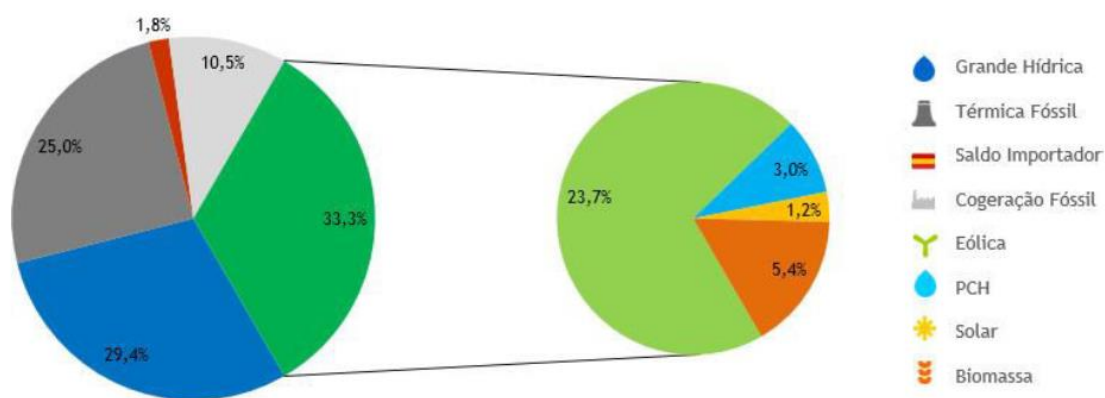


Figura 2.16 - Peso das diferentes fontes no consumo de eletricidade em Portugal Continental, no ano de 2014 (APREN, 2014b).

Como se pode observar pelos dados da Associação de Energias Renováveis (APREN), a grande hídrica foi a principal fonte de produção de eletricidade, contribuindo com 29,4% do consumo elétrico, seguindo-se a eólica com 23,7%. A biomassa contabilizou 5,4% do consumo e a energia solar 1,2%. Tal como no ano de 2013, 2014 beneficiou de condições climáticas e o saldo importador foi de apenas 1,8%, representando um terço do valor de 2013.

A Figura 2.17 ilustra as contribuições por fonte dos últimos três anos entre os meses de janeiro e julho.

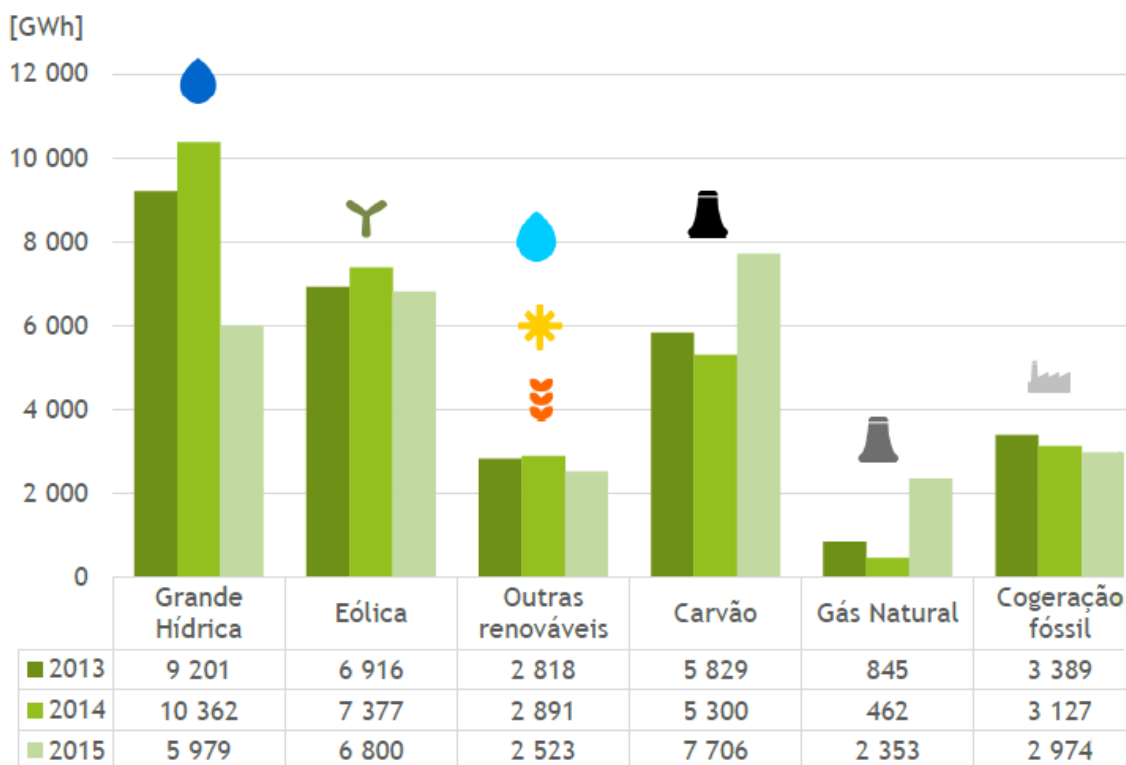


Figura 2.17 - Evolução da produção de eletricidade por fonte entre janeiro e julho (APREN, 2015b).

Pela observação da figura anterior, é bastante notável a grande quebra da tecnologia hídrica no ano 2015 face aos restantes. Como consequência desta perda, houve um aumento pelas tecnologias fósseis com recurso ao carvão e ao gás natural. Conclui-se assim, que devia haver uma diversificação e complementaridade das tecnologias renováveis, como por exemplo, recorrendo à tecnologia solar fotovoltaica, de modo a compensar as reduções de produção das tecnologias hídrica e eólica durante os meses de verão.

2.3. Energia solar

2.3.1. Radiação solar

Enquanto o planeta Terra realiza o seu movimento de translação, é constantemente bombardeado por raios solares, raios estes que representam a maior fonte de energia do planeta Terra, indispensável para a existência de vida (Emilio *et al.*, 2012).

O Sol é uma estrela comum de raio $6,960 \times 10^8$ m, sendo composto por 92,1% de hidrogénio e 7,8% de hélio. Este fornece energia na forma de radiação, que é a base de toda a vida na Terra (GREENPRO, 2014). Encontra-se à distância de aproximadamente 150 milhões de quilómetros da Terra (NASA, 2015), que é conhecida como a unidade astronómica (UA), e devido a essa distância, apenas uma mínima parte da radiação solar emitida atinge a superfície da Terra (cerca de 1×10^{18} kWh/ano) (GREENPRO, 2014). Contudo, apesar desta grande distância, a radiação solar demora cerca de 8 minutos e 18 segundos a chegar à superfície da Terra, a uma velocidade de aproximadamente 3×10^5 km/s (NASA, 2007). O recurso solar encontra-se bem distribuído pela superfície da Terra e geralmente diminui do equador para os pólos. Além disso, é um recurso endógeno gratuito que pode proporcionar importantes poupanças para o seu utilizador e contribuir para a redução de GEE, visto que permite obter energia limpa (OECD/IEA, 2014). O recurso solar varia significativamente ao longo do dia, semana e mês, dependendo das condições meteorológicas locais. No entanto, a maior parte da variação anual está relacionada com a geografia da Terra (IRENA, 2012).

A atmosfera reduz a radiação solar através da reflexão, absorção (ozono, vapor de água, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersão (partículas de pó, poluição). A luz solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fração direta que vem segundo a direção do Sol, produzindo sombras bem definidas em qualquer objeto, e por uma fração difusa que, por outro lado, carece de direção específica (GREENPRO, 2014). A outra pequena fração é a radiação refletida. A soma de ambas as componentes da radiação em conjunto são a radiação solar global (Hofierka e Sári, 2002). Em Portugal, a proporção da radiação solar difusa durante um ano, é cerca de 40% para 60% de radiação direta (GREENPRO, 2014). Na Figura 2.18, estão representadas todas as componentes da radiação solar.

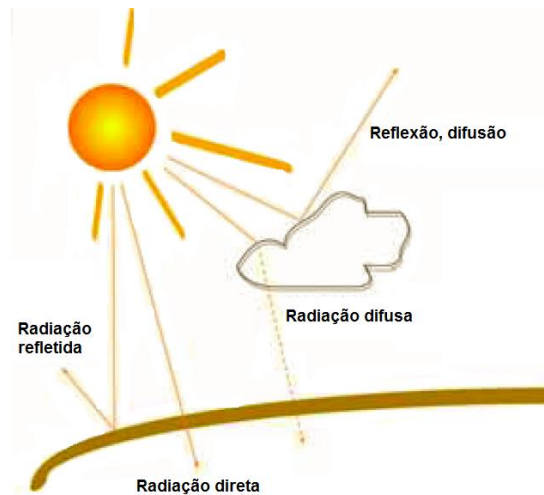


Figura 2.18 - Luz solar no seu percurso através da atmosfera (GREENPRO, 2014).

A irradiância solar depende da altura do Sol e é calculada a partir de uma base horizontal. Devido à sua trajetória, a altura do Sol muda durante o dia e durante o ano. O nível de irradiância na Terra atinge um total aproximado de $1\,000\text{ W/m}^2$ ao meio-dia, em boas condições climáticas, independentemente da localização (GREENPRO, 2014). Na Figura 2.19 apresenta-se a variação de irradiação global horizontal (GHI) para os diversos países europeus, calculada para superfícies com a orientação ótima, isto é, de forma a captarem o máximo de radiação solar anualmente. É importante referir que o termo irradiância é usado para considerar a energia solar (energia instantânea) que incide numa determinada área por unidade de tempo (Wm^{-2}). O termo irradiação é utilizado para considerar a quantidade de energia solar que incide sobre uma determinada área ao longo de um intervalo de tempo estabelecido (Wh.m^{-2}) (Hofierka e Sári, 2002).

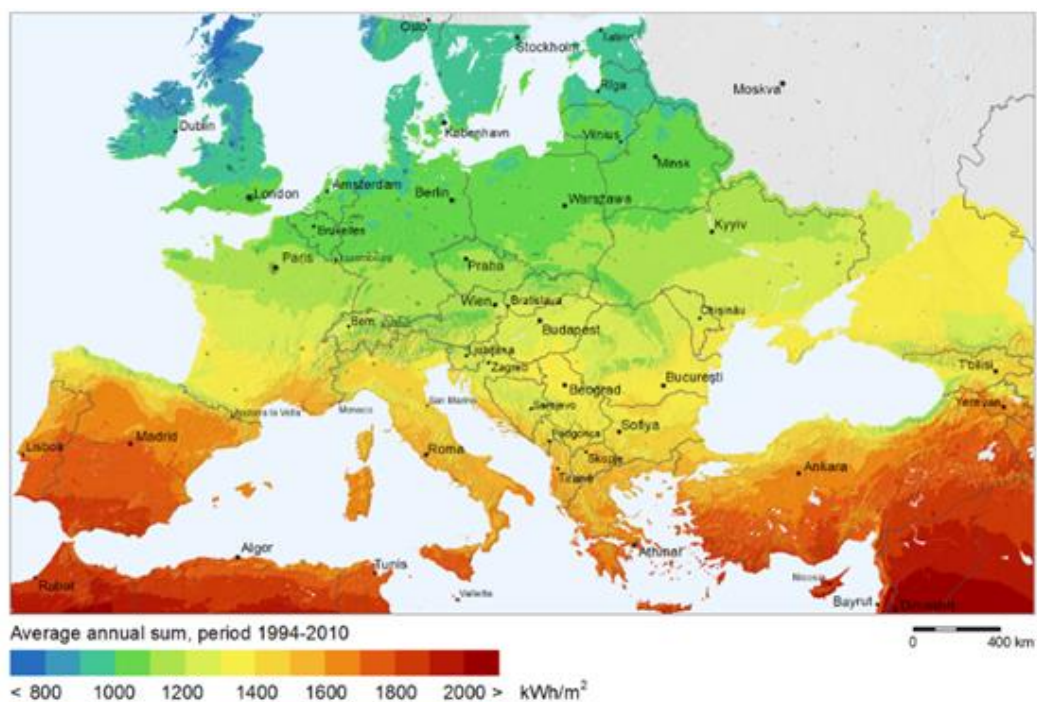


Figura 2.19 – Mapa da irradiação global horizontal (GHI) na Europa (GeoModel Solar, 2014).

O recurso solar disponível na Europa varia significativamente com a latitude. Assim, nos países do sul como Portugal, Espanha e Itália, a irradiação solar anual chega a atingir nalgumas regiões, perto do dobro da média disponível nos países do norte da Europa como a Noruega, Suécia e Dinamarca. Para o caso de Portugal, as diferenças regionais da irradiação solar são visíveis e verifica-se, numa superfície com a orientação ótima, que são atingidos valores de irradiação solar entre os 1 400 kWh/m² no norte e os 1 800 kWh/m² no sul. Quanto ao número médio anual de horas de Sol, varia entre 2 200 e 3 000 para Portugal continental, enquanto, por exemplo, na Alemanha, varia entre as 1 200 e as 1 700 horas (DGEG, 2015b). O nosso país apresenta assim, das melhores condições a nível europeu para o aproveitamento do recurso solar e, consequentemente, para a produção de energia elétrica por via fotovoltaica.

No gráfico da Figura 2.20 merece particular destaque, o esforço que fazem países como a Alemanha, Espanha e Itália, com disponibilidade de radiação solar anual inferior à de Portugal ou Grécia. O gráfico vem demonstrar as dificuldades que Portugal apresenta na difusão da energia solar, que apesar de ostentar uma enorme potencialidade, não tem o devido aproveitamento.

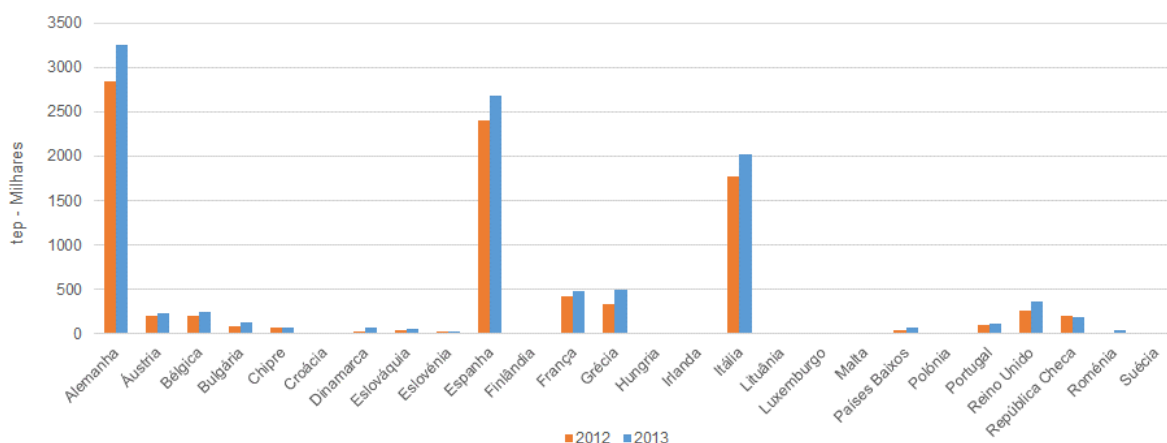


Figura 2.20 - Exploração da radiação solar para aquecimento solar (água quente) e produção de eletricidade (adaptado de Pordata, 2015).

Como se pode verificar, existem dois tipos principais de tecnologias de aproveitamento de energia solar: os sistemas fotovoltaicos, com o objetivo de produzir eletricidade, e os sistemas solares térmicos, com o objetivo de aquecer tanto as águas residuais como o ar ambiente. No presente estudo, é dado ênfase apenas aos sistemas fotovoltaicos.

2.3.2. Energia fotovoltaica: tendências recentes

A energia solar fotovoltaica é uma das mais promissoras formas de aproveitamento da energia solar, que consiste na conversão de energia solar em eletricidade (Brito & Silva, 2006). É considerada uma fonte de eletricidade limpa, uma vez que o seu funcionamento não tem emissões indesejáveis para o meio ambiente, e é renovável devido à natureza inesgotável do Sol. Além disso, tem outras vantagens como o longo tempo de vida dos seus equipamentos (da ordem dos 30 anos), a sua baixa manutenção e a sua modularidade e portabilidade (Brito & Silva, 2006). Também é considerada uma tecnologia sustentável uma vez que pode ajudar a atender à crescente procura de energia e ao mesmo tempo, ajuda a reduzir os impactos antropogénicos adversos da utilização de combustíveis fósseis (Branker *et al.*, 2011).

Ao longo dos últimos anos, a quantidade de energia fotovoltaica instalada a nível mundial tem vindo a aumentar de forma constante (Maranda e Piotrowicz, 2014; Masa-Bote *et al.*, 2014). Este crescimento responde a várias razões, entre as quais se destacam a crescente conscientização do calor global provocado pelas emissões de GEE, o inevitável esgotamento das fontes de energia tradicionais (combustíveis fósseis) nas décadas seguintes e a necessidade dos países garantirem energia auto dependente (Masa-Bote *et al.*, 2014). Este crescimento também foi devido a mecanismos de apoio financeiro, como as FiT elevadas, sendo o incentivo de maior sucesso (Maranda e Piotrowicz, 2014).

A taxa de crescimento da capacidade instalada aumenta todos os anos, de modo que a capacidade global mostra um comportamento exponencial. Vale ressaltar que esta tendência manteve-se mesmo quando alguns países, particularmente na Europa, começaram a reduzir os subsídios e FiT (Masa-Bote *et al.*, 2014).

A potência instalada apresentou um aumento de 36% em 2013 a partir da capacidade de energia de 2012 (Chiaroni *et al.*, 2014). Em 2013, a capacidade fotovoltaica instalada em todo o mundo foi de 38,4 GW, somando uma capacidade acumulada de cerca de 138,9 GW, tornando-se assim um ano histórico para a tecnologia de energia solar fotovoltaica (2009 – 23 GW, 2010 – 40,3 GW, 2011 – 70,5 GW, 2012, 100 GW) (Masson *et al.*, 2014). O mercado tem sido tipicamente dominado por países europeus; no entanto, 2013 viu um recorde de três países não europeus como os maiores fornecedores de energia solar (Chiaroni *et al.*, 2014). Enquanto a parte europeia no mercado fotovoltaico diminuiu de 74% em 2011, para 55% em 2012 e para 29% em 2013, a Ásia compõe agora a maior parte das novas instalações fotovoltaicas (56%). Este progresso asiático ocorreu em paralelo com o relativo declínio na Europa já observado em 2012 (Masson *et al.*, 2014).

Pelo terceiro ano consecutivo, a energia fotovoltaica em 2013 estava entre as duas fontes de eletricidade mais instaladas na UE, cobrindo cerca de 3% da procura de eletricidade e 6% do pico de procura de eletricidade na Europa (Masson *et al.*, 2014). A Europa continua a ser o líder mundial em termos de capacidade instalada acumulada, com 81,5 GW em 2013, representando cerca de 59%, abaixo dos 70% em 2012 e cerca de 75% da capacidade em 2011. A Ásia e os países do Pacífico

estão a crescer rapidamente, com 40,6 GW instalados em 2013 e em seguida, no ranking, estão os Estados Unidos com 13,7 GW (Masson *et al.*, 2014).

Quanto à instalação de painéis fotovoltaicos ligados à rede, em 2013 a China está no topo em relação ao resto do mundo, com a instalação de 11,8 GW em apenas um ano, depois da Itália com 9,3 GW em 2011 e da Alemanha com 7,4 GW em 2010 e 7,6 GW em 2012. O Japão destacou-se com 6,9 GW e tomou o segundo lugar em 2013, enquanto os EUA instalaram 4,8 GW. O mercado da Europa tinha progredido rapidamente na última década, passando de menos de 1 GW em 2006 para um mercado de mais de 13,7 GW em 2010 e 22,3 GW em 2011. Porém, o desempenho recorde de 2011, impulsionado pela rápida expansão do fotovoltaico na Itália e um nível elevado contínuo de instalações na Alemanha, não foi repetida e o mercado caiu para 17,7 GW em 2012 e quase 11 GW em 2013, o nível mais baixo do mercado desde 2009. Depois de manter a primeira posição no mercado fotovoltaico no mundo sete vezes nos últimos 14 anos, a Alemanha registou apenas 3,3 GW em 2013, e ainda assim, de longe, o maior mercado europeu. O Reino Unido foi o segundo com 1,5 GW e a Itália, que ficou na segunda posição no mercado europeu em 2012, instalou mais de 1,4 GW em 2013, abaixo dos 3,6 GW no ano anterior e 9,3 GW em 2011 (Masson *et al.*, 2014).

Na maioria dos países da UE, hoje em dia, a produção fotovoltaica contribui para a redução do pico no recurso a energias não renováveis no meio-dia. Considerando-se que a produção de energia de pico representa cerca de 50% da procura de eletricidade na Europa, a produção fotovoltaica oferece cerca de 6% do pico da procura de eletricidade na Europa (mais de 15% na Itália e na Grécia, e mais de 13% na Alemanha) (Masson *et al.*, 2014). Chiaroni *et al.* (2014) apresentam as principais características de seis países no que diz respeito à capacidade instalada em 2013, na Figura 2.21.

China

- A política adotada pelo mercado chinês é ambiciosa. O seu objetivo é atingir uma capacidade instalada acumulada de 35 GW em 2015 e 100 GW até 2020. As empresas chinesas estão a penetrar mercados estrangeiros, no entanto, as empresas relatam escassas iniciativas de investigação e desenvolvimento.

Alemanha

- O mercado alemão é o líder do setor fotovoltaico. Em 2025 o país tem como objetivo produzir um recorde de 40-45% da energia proveniente de fontes renováveis no cabaz energético global. O sistema de incentivos é baseado em *feed-in tariffs* e estão sendo oferecidas desde 2013 para sistemas de armazenamento.

Japão

- Tem focado a sua atenção na redução da quantidade de energia atualmente produzida a partir de fontes nucleares até 30%. Para promover a utilização de recursos renováveis, foram fornecidos sistemas de incentivos generosos e a indústria de energia fotovoltaica é apoiada por FiT. Embora o país tenha um setor industrial desenvolvido, há riscos associados a uma rede elétrica inadequada que poderá em breve chegar a níveis de saturação.

Reino Unido

- Em 2020, o Reino Unido atingirá a sua meta de 22 GW instalados. Os sistemas de incentivo a serem utilizados são as FiT e *Contracts for Difference* (CfD) para sistemas de energia industrial acima de 5 MW. As condições climáticas adversas são um fator para o Reino Unido, ao contrário dos outros países analisados. Além disso, não há nenhuma cadeia industrial existente.

Estados Unidos

- Em termos de energia renovável, os EUA estão a tentar alcançar uma quota de 10% até 2015 e 20% em 2020. O quadro regulamentar é particularmente fragmentado, cada estado proporciona uma diversificada FiT e um sistema de leilão. É esperado a disponibilização de instalações de sistemas de armazenamento para estimular a produção doméstica.

Itália

- A adoção de um sistema de incentivos causou um crescimento substancial no setor em 2011. No entanto, desde 2013, que tem havido uma falta de sistemas de incentivos do tipo *feed-in*. As políticas de incentivo atuais são baseadas num sistema de deduções fiscais para o setor residencial. A nível nacional, a eletricidade a partir de fontes de energia fotovoltaica é de 8%, em termos de poder nacional, e 7% em termos de consumo nacional (em 2010, ambos os valores estavam num nível inferior a 1%).

Figura 2.21 – Principais características quanto à capacidade instalada de energia fotovoltaica, em seis países (adaptado de Chiaroni *et al.*, 2014)

O sucesso das iniciativas nacionais demonstra como programas adaptados podem impulsionar o crescimento a longo prazo da eletricidade solar. Apesar do facto de que em muitas regiões da Europa o recurso a energia solar é mais generoso do que na Alemanha, este país, tornou-se um líder mundial num mercado em rápida expansão (Šúri *et al.*, 2007).

Quanto a Portugal, a tecnologia solar fotovoltaica, surge pelo terceiro mês consecutivo (maio, junho e julho de 2015), com um novo record de produção, continuando assim a mostrar uma clara tendência de evolução. Como se pode verificar através do gráfico da Figura 2.22, a produção anual de energia fotovoltaica tem vindo a aumentar ao longo dos anos, atingindo 633 GWh em 2014 (DGEG, 2015a).

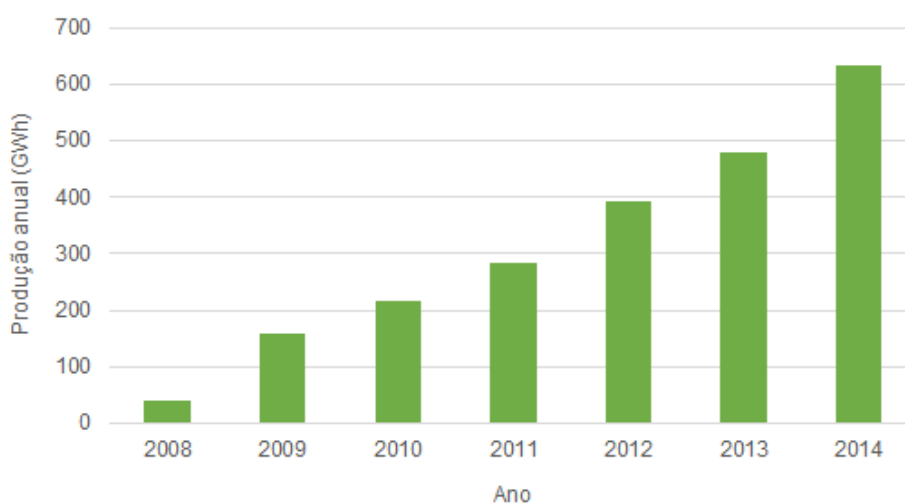


Figura 2.22 - Produção anual de energia fotovoltaica, em Portugal (adaptado de DGEG, 2015a).

Ao dividirmos a produção anual por regiões, como demonstra o gráfico da Figura 2.23, verifica-se que a região do Alentejo é responsável pela maior parte da produção de energia fotovoltaica em Portugal.

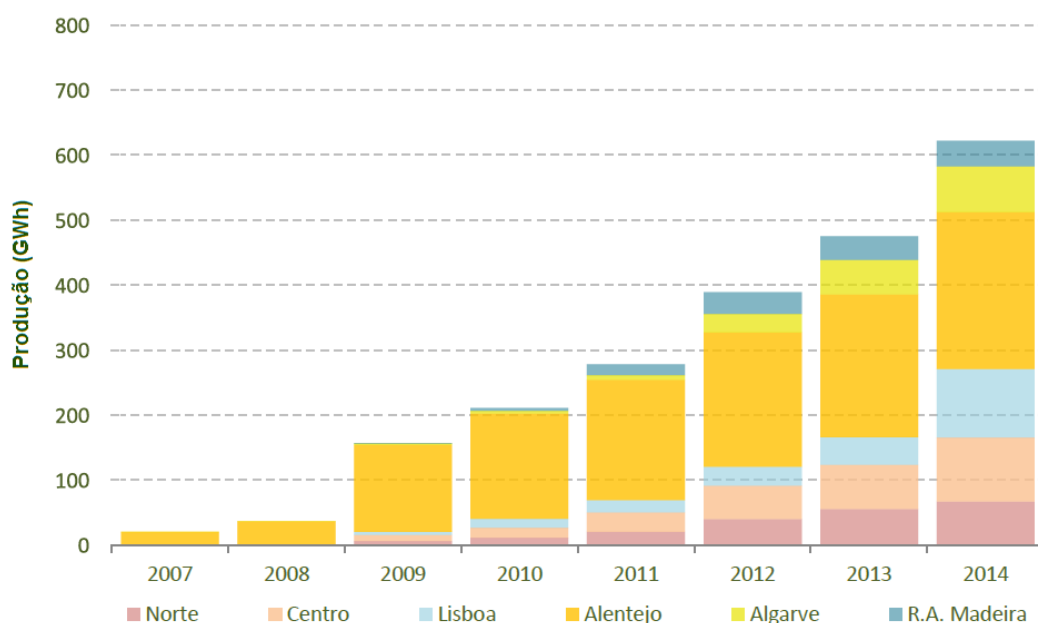


Figura 2.23 - Produção de energia fotovoltaica por região, em Portugal (DGEG, 2015a).

Quanto à potência instalada, já era esperado um aumento, como apresentada o gráfico da Figura 2.24. O maior aumento registou-se de 2013 para 2014, passando de 299 MWh para 418 MWh (DGEG, 2015a).

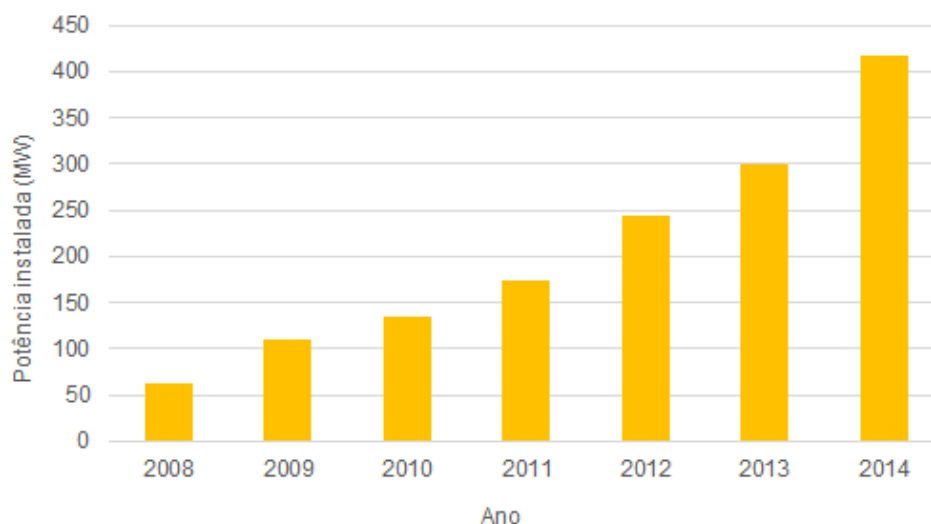


Figura 2.24 - Potência instalada em Portugal (adaptado de DGEG, 2015a).

O Decreto-lei nº. 363/2007, de 2 novembro, e o Decreto-Lei nº. 34/2011, de 8 de março, enquadram a produção e comercialização de energia elétrica em regime de micro e mini produção, respetivamente. O gráfico da Figura 2.25 mostra a evolução desses dois regimes relativamente à produção fotovoltaica, assim que entraram em vigor na legislação portuguesa.

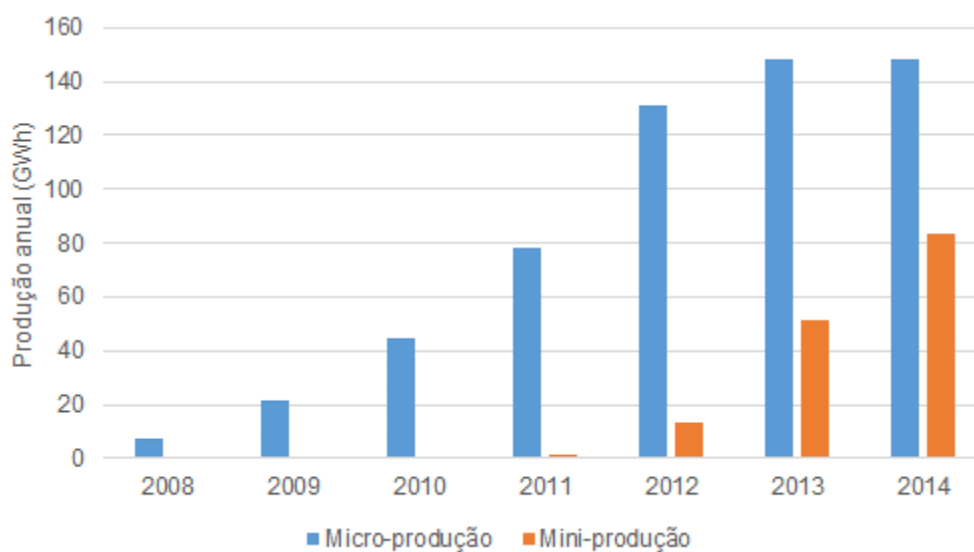


Figura 2.25 - Produção anual de energia fotovoltaica no regime de micro e mini produção (adaptado de DGEG, 2015a).

Os valores mais elevados de produção registaram-se em 2014, o que leva a crer que a tendência é para aumentar. Em junho de 2015, a produção fotovoltaica no regime de microprodução já atingia o valor de 158 639 MWh e no regime de miniprodução, 96 825 MWh. Ou seja, em junho já se verificam valores de produção superiores aos valores registados durante o ano de 2014 (DGEG, 2015a).

2.3.3. Sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos convertem a luz solar diretamente em eletricidade (NREL, 2003; Pereira *et al.*, 2014). São robustos e simples na sua conceção, exigindo muito pouca manutenção, e a maior vantagem é a sua construção como sistemas autónomos. A eficiência cada vez maior, a redução dos custos e a poluição mínima, são características dos sistemas fotovoltaicos que levam a uma vasta gama de aplicações (Parida *et al.*, 2011).

Os painéis produzem desde que haja luz, e há maior produção de eletricidade quando a luz solar é mais intensa e atinge os módulos fotovoltaicos diretamente, ou seja, quando os raios de Sol são perpendiculares aos módulos (NREL, 2003). Estes sistemas são classificados em quilowatts-pico (kWp), que é a quantidade de energia elétrica que se espera que um sistema entregue, quando o Sol está diretamente em cima num dia claro (Parida *et al.*, 2011). Um sistema fotovoltaico é projetado para fornecer energia e para lidar com as procura de energia de atividades ordinárias e fases de emergência (Chiaroni *et al.*, 2014).

Os sistemas fotovoltaicos podem ser divididos em sistemas ligados à rede e em sistemas autónomos. No caso dos sistemas autónomos, o aproveitamento da energia solar precisa de ser ajustado à procura energética, em que a energia produzida não corresponde (na maior parte das vezes) à procura pontual de energia de um consumidor concreto. A aplicação deste tipo de sistemas autónomos, observa-se onde o fornecimento de energia através da rede pública de distribuição de energia elétrica, não se verifica por razões técnicas e/ou económicas. Nestes casos, os sistemas fotovoltaicos autónomos podem constituir alternativas com uma vertente económica de elevado interesse. Este cenário vem ao encontro do grande potencial para a implementação dos sistemas autónomos nos países em vias de desenvolvimento, onde se encontram grandes áreas que permanecem sem fornecimento de energia elétrica. As sucessivas evoluções tecnológicas e a diminuição dos custos de produção nos países industrializados, poderão também contribuir para a generalização deste tipo de aplicação. Um sistema autónomo típico consta dos seguintes componentes: gerador fotovoltaico (um ou vários módulos fotovoltaicos, maioritariamente dispostos em paralelo), regulador de carga, acumulador e consumidor (GREENPRO, 2014).

Quanto aos sistemas com ligação à rede, a rede pública de distribuição de eletricidade opera como um acumulador de energia elétrica. Um dos aspetos mais importantes dos sistemas fotovoltaicos ligados à rede tem sido a sua interligação à rede pública elétrica. Um sistema fotovoltaico com ligação à rede é composto, normalmente, pelos seguintes componentes: gerador fotovoltaico (vários módulos fotovoltaicos dispostos em série e em paralelo, com estruturas de suporte e de montagem), caixa de junção (equipada com dispositivos de proteção e interruptor de corte principal DC), cabos AC-DC, inversor e mecanismo de proteção, e aparelho de medida (GREENPRO, 2014). A grande maioria de todas as instalações de hoje são com ligação à rede (Luthander *et al.*, 2015).

Contrastando com o caso português, em alguns países, como é o caso da Alemanha, a maioria dos sistemas fotovoltaicos encontram-se ligados à rede e foram instalados com maior intensidade após a entrada em vigor de subsídios governamentais no âmbito do *1 000 Roofs Program*. Com a posterior evolução para o *100 000 Roofs Program* e a *Renewable Energy Sources Act* (EEG), o Governo Federal lançou no mercado um conjunto de programas dinamizadores, os quais tiveram reconhecimento a nível mundial (GREENPRO, 2014).

2.3.3.1. Efeito fotovoltaico e função das células solares

O elemento mais importante da tecnologia fotovoltaica é a célula solar (NREL, 2003; Pereira *et al.*, 2014). Todas as células solares necessitam de um material para absorver a luz (fótons e eletrões livres), que se encontra presente no interior da estrutura da célula, de forma a gerar o efeito fotovoltaico (Parida *et al.*, 2011). O efeito fotovoltaico é confundido muitas vezes com o efeito fotoelétrico (também chamado de *efeito Hertz*). Este consiste no aparecimento de uma diferença de potencial elétrico, devido à absorção de luz, nas extremidades de uma estrutura constituída por um material semicondutor. Os semicondutores são materiais cujas condutividades elétricas se situam entre os metais, que são bons condutores, e a dos isolantes, que são maus condutores.

O efeito fotovoltaico foi descoberto em 1839 por Becquerel, ao estudar o efeito da luz sobre as células eletrolíticas. Foi necessário um longo período para alcançar eficiências suficientemente altas. As células solares foram desenvolvidas rapidamente no ano de 1950 devido a programas espaciais, e foram usadas em satélites. A crise energética da década de 1970 estimulou a investigação e o desenvolvimento em painéis fotovoltaicos, e as células solares baseadas em semicondutores compostos, foram investigadas pela primeira vez na década de 1960 (Razykov *et al.*, 2011).

Os sistemas fotovoltaicos são compostos por uma determinada quantidade de células solares, associadas eletricamente entre si, formando um módulo fotovoltaico (IRENA, 2012). O material semicondutor normalmente mais utilizado é o silício (Si: [Ne] 3s² 3p²), um dos elementos mais comuns da Terra (Chu e Meisen, 2001), e o seu rendimento, atualmente, ronda os 25-30%. Em 2004, cerca de 95% de todas as células solares do mundo eram de silício (GREENPRO, 2014). É um elemento do grupo IV da Tabela Periódica, constituído por átomos que contêm 4 eletrões nas orbitais de valência e através de métodos adequados, obtém-se o silício na forma pura. O cristal de silício puro não possui eletrões livres e, portanto, é mau condutor elétrico. Para produzir energia elétrica é necessário que exista um campo elétrico, ou seja, uma diferença de potencial entre as duas zonas da célula. Por isso, é necessário efetuar o processo de dopagem que consiste na introdução de outros elementos, com o objetivo de alterar as propriedades elétricas do silício.

O boro, elemento do grupo III, é o dopante normalmente usado para criar uma região com falta de eletrões. Isto acontece, uma vez que, os seus átomos apresentam três eletrões nas orbitais de valência e quando se estabelecem quatro ligações covalentes com quatro átomos vizinhos de silício, umas dessas ligações apenas vai conter um eletrão de boro, enquanto as outras três ligações contêm dois eletrões. Contrariamente, o fósforo, elemento do grupo V, é o material utilizado para criar uma

região com excesso de elétrons. Os seus átomos apresentam cinco elétrons nas orbitais de valência e quando se estabelecem quatro ligações covalentes com os átomos vizinhos de silício, um elétron de fósforo fica livre.

Assim sendo, a célula solar de silício cristalino, é composta por duas camadas de silício contaminadas com diferentes impurezas. A camada orientada para o Sol está contaminada negativamente com fósforo (tipo n), e a camada inferior está contaminada positivamente com boro (tipo p), de modo a criar um campo elétrico na junção das duas camadas (GREENPRO, 2014). A camada do tipo n tem de ser suficientemente fina e coberta por uma película antirreflexo, de forma a ser atravessada pela maior quantidade possível de radiação solar incidente. Nas extremidades de ambas as camadas, estão ligados terminais de ligação ao exterior.

Ao juntarmos as duas camadas, é produzida uma região de transição pn . Quando a célula é exposta à luz solar, os fótons são absorvidos pelos elétrons e as ligações destes são quebradas por este fornecimento de energia. Os elétrons libertados são conduzidos através do campo elétrico para a camada tipo n . As lacunas assim criadas seguem na direção contrária, para a camada tipo p . Todo este processo é designado por efeito fotovoltaico. Surge uma corrente elétrica caso haja um aparelho de consumo ligado (GREENPRO, 2014). Na Figura 2.26 está representado o fluxo dos elétrons quando uma célula solar fotovoltaica é iluminada pela luz solar.

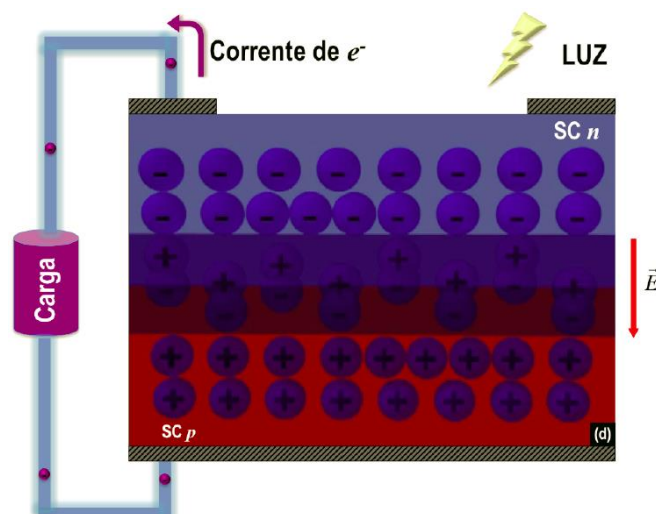


Figura 2.26 - Fluxo de elétrons da camada tipo n para a camada tipo p numa célula solar fotovoltaica, através de um fio condutor externo (Carneiro, 2010a).

Numa célula solar de silício cristalino é habitual haver perdas individuais. Dos 100% de energia solar irradiada, cerca de 13% são energia elétrica utilizável (GREENPRO, 2014).

2.3.3.2. Tipos de células de silício cristalino

Existem três tipos principais de células solares fotovoltaicas:

- **Células de silício monocristalino**: são o tipo de células mais utilizadas e comercializadas que convertem diretamente a energia solar em energia elétrica. De todas as células produzidas com silício, estas são as que apresentam maior eficiência numa utilização prática (aproximadamente 16%). No entanto, as técnicas utilizadas para a produção deste tipo de células são complexas e caras, o que se pode refletir num preço elevado para o consumidor. Por outro lado, devido à exigência de se utilizar materiais em que o grau de pureza é bastante elevado, é necessária uma grande quantidade de energia no seu fabrico (CEEETA, 2001).
- **Células de silício policristalino**: o seu processo de fabrico é menos complexo e dispendioso e requer menos energia quando comparado com o das células de silício monocristalino. Contudo, estas características resultam numa diminuição da eficiência (entre 11% e 13%). O facto do processo de fabrico não ser tão rigoroso, faz com que o silício apresente algumas imperfeições (CEEETA, 2001).
- **Células de silício amorfo**: são as células que apresentam o custo mais reduzido, mas em contrapartida a sua eficiência é também a mais reduzida (aproximadamente 8% a 10%). Estas células são camadas muito finas de silício e são utilizadas para obter células de grandes dimensões (CEEETA, 2001). No entanto, a curto prazo são sujeitas a um processo de degradação que compromete a sua eficiência ao longo da sua utilização (Parida *et al.*, 2011).

De modo a se proporcionar uma determinada tensão e corrente, conectam-se os módulos fotovoltaicos. Quando se pretende uma tensão elevada, as células são agrupadas em série. Quando se pretende uma corrente elevada, agrupa-se as células em paralelo. Também é possível uma conexão mista, isto é, agrupam-se as células em série e em paralelo, simultaneamente. Assim, quando se agrupam células fotovoltaicas, estas vão constituir um módulo, que por sua vez podem ser ligados em série ou em paralelo, para aumentar a potência do conjunto, constituindo um painel fotovoltaico (Pereira *et al.*, 2014), como esquematizado na Figura 2.27.

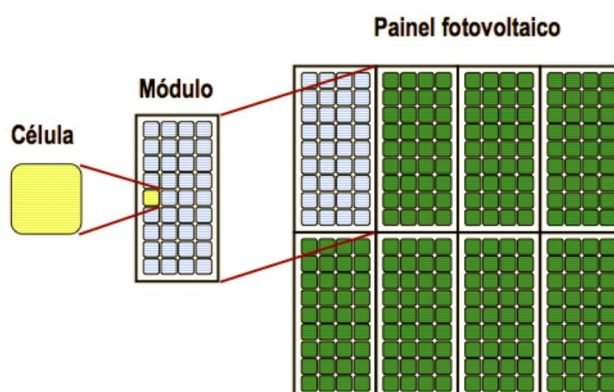


Figura 2.27 - Processo hierarquizado de agrupamento: célula → módulo → painel fotovoltaico (Carneiro, 2010b).

2.3.3.3. Orientação e melhor ângulo

A radiação solar é sempre maior numa área que se estende perpendicularmente em relação aos raios solares, do que numa área horizontal das mesmas dimensões (GREENPRO, 2014). Normalmente, a melhor localização para um sistema fotovoltaico é no telhado, virado para sul, embora telhados virados para oeste a este, também possam ser uma boa opção devido ao sombreamento das montanhas locais, caso existam (NREL, 2003; Šúri *et al.*, 2007).

Os telhados planos também são uma boa opção para sistemas de energia solar, porque os módulos fotovoltaicos podem ser montados horizontalmente no telhado em estruturas inclinadas em direção a sul num ângulo ideal (NREL, 2003). A utilização das fachadas para a integração de tecnologias solares, com ângulo de inclinação igual a 90°, implica uma produção de energia menor, devido à redução significativa da irradiação. Neste caso, a boa visibilidade da instalação solar, aspetos de *design*, entre outros fatores, têm um papel vital para a decisão final sobre a construção da fachada com este material (GREENPRO, 2014).

Este facto pode ser observado no estudo efetuado por Šúri *et al.* (2007), onde foi determinado o potencial fotovoltaico para 25 Estados Membros da UE e para 5 países candidatos. Primeiramente assumiu-se módulos fotovoltaicos montados na horizontal. Em seguida, inclinaram-se os módulos fotovoltaicos a sul a um ângulo ideal, de modo a maximizar os rendimentos anuais de energia, visto esta ser a maneira mais comum de serem instalados os módulos fotovoltaicos. Como os painéis fotovoltaicos também são usados em fachadas de edifícios, também se comparou os ganhos e as perdas de energia para módulos fotovoltaicos inclinados num ângulo ideal e verticalmente. Na Figura 2.28 estão apresentados os resultados para cada situação descrita e para os 25 Estados-Membros da UE e os 5 países candidatos. A linha contínua representa o valor médio do país e os extremos das linhas a tracejado, mostram os valores mínimos e máximos em cada país. A caixa representa 90% de ocorrência de valores em áreas residenciais urbanas.

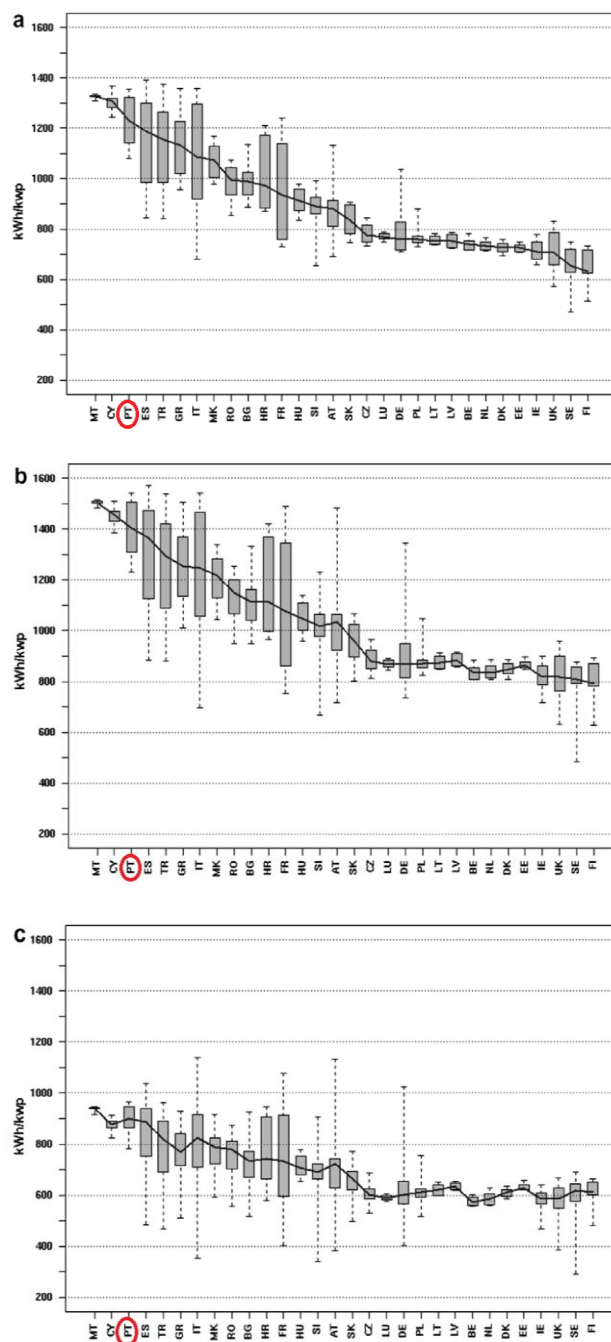


Figura 2.28 - Diagrama em caixa: soma anual de energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico típico de 1 kWp, com módulos montados: (a) na horizontal, (b) no ângulo ideal, e (c) na vertical (Šúri *et al.*, 2007).

Em comparação com o ângulo ideal, módulos montados verticalmente têm rendimentos anuais menores em Portugal, e na zona do Mediterrâneo e do Mar Negro. Mesmo assim, devido à abundância de luz solar, os maiores rendimentos dos módulos fotovoltaicos montados verticalmente encontram-se em Malta, Sicília, Espanha, França, Turquia e Portugal (acima de 900 kWh/kWp por ano). Do ponto de vista da produção de eletricidade solar, as regiões mais pobres da UE são na Escócia, na Suécia e na Finlândia, onde a produção anual cai abaixo de 700 kWh por kWp instalado.

Uma vez que o azimute e a altura do Sol mudam ao longo do dia e do ano, o ângulo de incidência da radiação solar, varia constantemente na maior parte das áreas potenciais ao aproveitamento da energia solar (GREENPRO, 2014). Os principais fatores que determinam a inclinação do ângulo ideal dos módulos fotovoltaicos são a latitude geográfica, a quantidade de radiação global difusa e, em áreas montanhosas, o sombreamento devido às características do terreno local (Šúri *et al.*, 2007).

Também no estudo efetuado por Šúri *et al.* (2007), foi calculado o ângulo ideal para os 25 Estados Membros da UE e para os 5 países candidatos. Na Figura 2.29, estão apresentados os resultados, e a linha contínua, representa o valor médio de cada país.

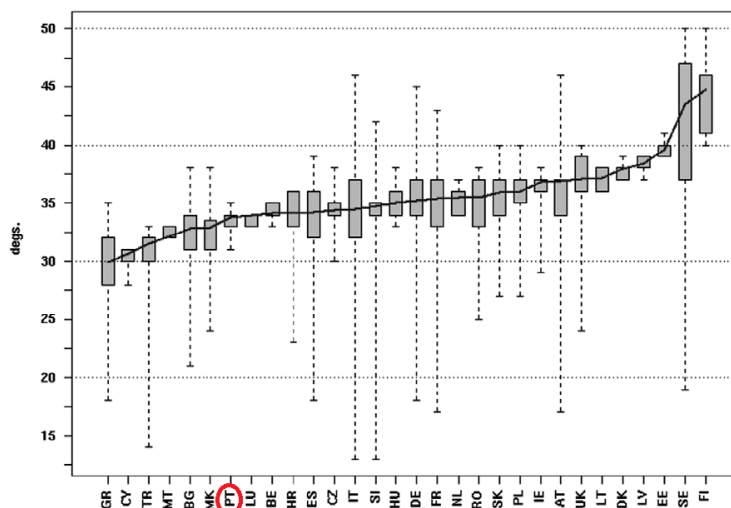


Figura 2.29 - Ângulo de inclinação ideal para um módulo fotovoltaico virado a sul, ou seja, o ângulo em que o módulo recebe a maior quantidade total de irradiação anual global, em graus (Šúri *et al.*, 2007).

A inclinação ideal de painéis fotovoltaicos em zonas montanhosas, é mais variável do que nas terras baixas, uma vez que o rendimento energético depende fortemente da dinâmica local, da nebulosidade e do terreno sombreado. Em locais com terrenos sombreados, a inclinação do módulo quase horizontal, proporciona melhores rendimentos, devido ao facto de que muito pouca luz solar direta atinge os módulos e, portanto, o ângulo ideal é quase plano ou horizontal para captar o máximo de luz solar difusa quando possível. Inclinando os módulos fotovoltaicos direccionados a sul e horizontalmente para um melhor ângulo, aumenta a produção anual de eletricidade em áreas urbanas (Šúri *et al.*, 2007). A construção de instalações solares em telhados inclinados, com orientações diferentes à da posição ótima, traduz-se numa menor produção de energia devido à redução da radiação (GREENPRO, 2014).

Os resultados revelaram diferenças significativas entre os vários países e concluiu-se que o potencial fotovoltaico era determinado consoante a latitude, continentalidade, terreno e variações climáticas locais (Šúri *et al.*, 2007). De acordo com Šúri *et al.* (2007) e Huld *et al.* (2012), também se pode verificar nas Figuras 2.30 e 2.31, que se obtém um maior aproveitamento dos sistemas fotovoltaicos, quando estes são instalados de acordo com o melhor ângulo.

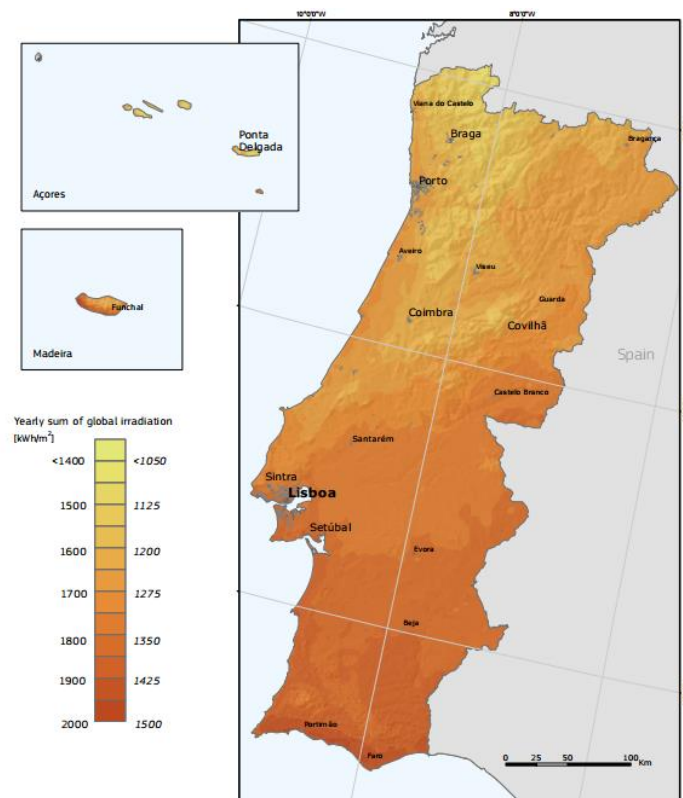


Figura 2.30 - Módulos fotovoltaicos instalados na horizontal (Súri *et al.*, 2007; Huld *et al.*, 2012).

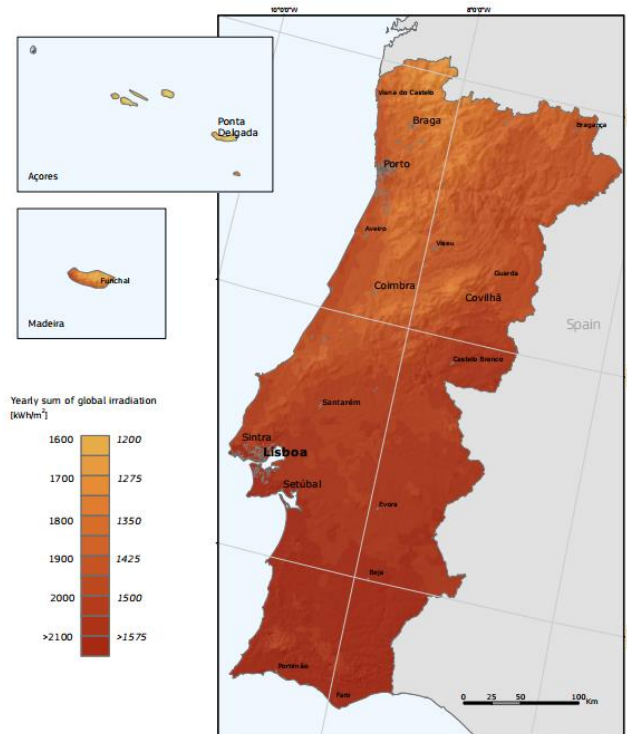


Figura 2.31 - Módulos fotovoltaicos instalados no melhor ângulo (Súri *et al.*, 2007; Huld *et al.*, 2012).

2.3.3.4. Eficiência de conversão

Para se compreender o funcionamento da célula fotovoltaica é necessário perceber o conceito de eficiência de conversão, ou rendimento, de uma célula fotovoltaica. Esta é definida como o quociente entre a potência da luz que incide na superfície da célula (irradiação solar incidente) e a potência elétrica disponível nos seus terminais (energia elétrica que é produzida) (Brito e Silva, 2006). Eficiência das células fotovoltaicas e eficiência dos módulos fotovoltaicos são conceitos diferentes. Quanto aos módulos, a sua eficiência é baseada na sua área total e na potência-pico que conseguem fornecer. Quanto às células, a sua eficiência determina as dimensões de um módulo fotovoltaico de potência-pico definida, sendo que quanto maior a eficiência, menor será o tamanho do módulo. A eficiência das células solares fotovoltaicas é muito reduzida e as que têm eficiência mais alta, têm um custo de produção mais elevado.

A termodinâmica impõe um limite máximo à taxa de eficiência da conversão fotovoltaica e a própria arquitetura das células fotovoltaicas reduz ainda mais a eficiência máxima das células (Brito e Silva, 2006). Consoante o material e a tecnologia utilizada, as células solares são mais ou menos eficazes na conversão das diferentes bandas de cor da luz solar em eletricidade. A sensibilidade espectral define a faixa da radiação para a qual a célula funciona de um modo mais eficaz, e influencia a eficiência sob diferentes condições de radiação. A maior parcela de energia solar está concentrada na faixa da luz visível entre 400 nm e 800 nm (GREENPRO, 2014).

A eficiência das células solares também depende da irradiância e da temperatura. Nas células solares cristalinas, a eficiência decresce com o aumento da temperatura, logo atingem a sua maior eficiência a baixas temperaturas. Adicionalmente, o fator temperatura depende da irradiância. Para reduzidos níveis de irradiância, a redução da potência em resultado dos efeitos da temperatura, não é significativa para as células cristalinas (GREENPRO, 2014).

Segundo Brito e Silva (2006), se considerarmos a radiação solar média em Portugal que é de 1500 kWh/m²/ano e assumindo uma eficiência de conversão de 15%, temos 225 kWh/m²/ano de eletricidade solar. Como o consumo nacional é por volta dos $4,5 \times 10^{10}$ kWh/ano (em 2006), seriam necessários 200 km² de painéis solares para produzir toda essa eletricidade. Ao dividirmos pelos 10 milhões de habitantes registados em 2006, significa que cada português precisaria de 20 m² de painéis fotovoltaicos, para produzir toda a energia que consumimos (doméstica, serviços e indústria). Esta área corresponde a cerca de 20% da área de asfalto nas estradas nacionais, no ano de 2006.

2.3.3.5. Inversores

As células fotovoltaicas produzem corrente elétrica contínua através da captação da radiação solar, que seguidamente é encaminhada para o inversor. Os inversores permitem converter a energia elétrica em corrente contínua, produzida pelo gerador fotovoltaico, em energia elétrica em corrente alternada (IRENA, 2012). Essa corrente é então injetada na rede elétrica, visto ser compatível com a rede de serviço público, e assim alimenta lâmpadas, aparelhos, computadores e televisões (NREL, 2003). Portanto, a principal função de um inversor consiste em estabelecer a ligação entre o gerador fotovoltaico e a rede de corrente alternada.

2.3.3.6. Vida útil

Em geral, a vida útil de um ativo, é a vida em que um sistema continua a desempenhar as suas tarefas de forma eficaz. Assim, depende da saída de energia aceitável do sistema, a qual depende da velocidade de degradação (taxa em que há uma redução na saída) (NREL, 2003).

Para a tecnologia fotovoltaica, é difícil definir o tempo de vida útil, uma vez que normalmente não há nenhum evento catastrófico, mas o envelhecimento e degradação gradual. A degradação gradual ocorre devido a processos químicos e a materiais associados com oxidação, corrosão e tensões térmicas (Branker *et al.*, 2011). Contudo, a vida útil de um sistema de energia solar fotovoltaica, é geralmente considerada como o período de garantia do fabricante, que é muitas vezes entre os 20 e os 25 anos (NREL, 2003). Aos 25 anos é garantida uma eficiência de 80% e aos 30 anos, uma eficiência de 70% (OECD/IEA, 2014).

2.3.3.7. Custos

Desde 1970, o preço dos painéis fotovoltaicos caiu de forma contínua (Zahedi, 2006) de cerca de 6 a 7% desde 1998 (Luthander *et al.*, 2015). O mercado fotovoltaico tem crescido a taxas muito elevadas (30-40%), semelhante ao dos sectores de telecomunicações e informática (Razykov *et al.*, 2011). Esta queda dos preços tem incentivado a aplicação, a nível mundial, de sistemas fotovoltaicos residenciais de pequena escala (Zahedi, 2006). A redução de custos da tecnologia e o desenvolvimento do mercado, refletem a crescente conscientização da versatilidade, confiabilidade e economia dos sistemas de abastecimento elétrico fotovoltaico (Razykov *et al.*, 2011).

Dados precisos sobre os preços de módulos fotovoltaicos são difíceis de obter e, na realidade, há uma ampla gama de preços, dependendo da estrutura de custos do fabricante, características de mercado, eficiência do módulo (IRENA, 2012), tamanho do sistema, localização, tipo de cliente e especificação técnica (Zahedi, 2006).

A China é hoje o maior fabricante de módulos fotovoltaicos, com sete dos dez maiores fornecedores do mundo (Luthander *et al.*, 2015). As diferenças nos preços dos sistemas fotovoltaicos em diferentes países, depende da localização do projeto, condições de financiamento, maturidade e tamanho do mercado. Também pode depender de sistemas de incentivos, que não são suficientemente ativos para haver uma redução de custos e assim, os preços mantêm-se elevados (IRENA, 2012).

As pessoas decidem comprar sistemas fotovoltaicos por várias razões. Algumas querem ajudar a preservar finitos recursos de combustíveis fósseis do planeta e reduzir a poluição do ar. Outras querem investir na melhoria de produção de energia para a sua propriedade. Umas gostam da segurança de reduzir a quantidade de eletricidade que comprem para sua utilidade, porque os torna menos vulneráveis a futuros aumentos de preços. E certas pessoas simplesmente apreciam a independência que fornece um sistema fotovoltaico (NREL, 2003). Mesmo assim, os custos em termos de €/W continuam a ser o maior obstáculo a uma maior expansão do poder gerado por painéis fotovoltaicos, e a redução dos custos, é o principal objetivo deste setor (Bagnall e Boreland, 2008).

Segundo Rodrigues (2008), os requisitos mais importantes para uma dada tecnologia ter sucesso no mercado são:

- Menor custo por unidade de potência pico instalada;
- Energia produzida em condições reais de funcionamento, por unidade de potência pico;
- Rendimento, que se reflete na área necessária para se atingir uma determinada potência;
- Durabilidade dos módulos e garantia de desempenho;
- Não apresentar problemas ambientais, quer no fabrico, quer no final do tempo de vida.

2.3.3.8. Vantagens e desvantagens

Antes de se decidir comprar um sistema fotovoltaico, há aspetos positivos e negativos a considerar. Em primeiro lugar, o sistema fotovoltaico requer um elevado investimento inicial, uma vez que o seu fabrico necessita de tecnologia muito sofisticada (CEEETA, 2001). Significa assim, que a compra de um sistema fotovoltaico é como pagar alguns anos de contas de energia elétrica de uma só vez. Ou seja, as contas referentes à eletricidade vão reduzir com a instalação do sistema fotovoltaico, mas o investimento inicial pode ser significativo (NREL, 2003). A incerteza associada à previsão de produção fotovoltaica é outra desvantagem para a introdução desta tecnologia em redes de eletricidade. A energia fotovoltaica, juntamente com outras energias renováveis, como a eólica, tem sido considerada como uma fonte de energia elétrica não controlável, imprevisível e intermitente. A falta de fiabilidade dos sistemas fotovoltaicos deve-se à sua dependência das condições meteorológicas: irradiância e temperatura (Masa-Bote *et al.*, 2014). Quando é necessário proceder-se ao armazenamento de energia, por exemplo em baterias, o custo do sistema fotovoltaico torna-se ainda mais elevado (CEEETA, 2001).

No entanto, a tecnologia fotovoltaica oferece uma série de benefícios significativos. Um deles é o facto de utilizar a energia solar, que é um recurso renovável (inesgotável) e que está disponível em todo o mundo. Para além disso, certos sistemas fotovoltaicos são pequenos e podem ser instalados em qualquer lugar e junto ao local de consumo, e qualquer pessoa pode ser um microprodutor. Ao contrário das centrais elétricas convencionais que utilizam carvão, nuclear, petróleo e gás, a energia solar fotovoltaica não tem custos de combustível e os custos de operação e manutenção são relativamente baixos. Este facto contribui para a redução da dependência externa, em termos de importação de combustíveis fósseis (IRENA, 2012). A produção de energia num painel fotovoltaico, não produz poluição nem contaminação ambiental, e é silenciosa. Um sistema fotovoltaico para além de ter uma vida útil superior a 20 anos, é resistente a condições climáticas externas como granizo, vento, temperatura e humidade. O facto de não ter peças móveis, exige pouca manutenção (sendo necessário proceder-se apenas à sua limpeza periodicamente), e é possível aumentar a potência instalada por meio da incorporação de módulos adicionais, consoante as necessidades energéticas.

2.4. Novo regime de produção de eletricidade em Portugal: autoconsumo

2.4.1. Enquadramento

Para promover a produção fotovoltaica de eletricidade no sistema de energia, foram introduzidas políticas de apoio em vários países, para compensar a diferença entre os custos de produção fotovoltaica e as receitas de utilizar ou vender eletricidade proveniente de sistemas fotovoltaicos (Luthander *et al.*, 2015).

No passado, os sistemas fotovoltaicos foram instalados para produzir energia que em grande parte era entregue à rede, sendo remunerada com FiT superiores às tarifas de energia elétrica (Moshövel *et al.*, 2015). No entanto, com a subida do preço da eletricidade para o setor doméstico e a redução dos custos da tecnologia fotovoltaica, juntamente com FiT que se vão tornando cada vez menos atraentes, promover o autoconsumo tem-se tornado uma alternativa vantajosa para os consumidores de eletricidade (Encinas *et al.*, 2014; Chiaroni *et al.*, 2014; Weniger *et al.*, 2014; Munkhammar *et al.*, 2013; Moshövel *et al.*, 2015), mesmo sem subsídios (Luthander *et al.*, 2015). Assim, o autoconsumo contraria a abordagem tradicional que se baseia apenas em maximizar a eletricidade exportada para a rede (Castillo-Cagigal *et al.*, 2001).

O autoconsumo pode ser definido como a parte da produção total de energia fotovoltaica diretamente consumida pelo proprietário do sistema fotovoltaico (Luthander *et al.*, 2015; Encinas *et al.*, 2014). No entanto, a produção de energia fotovoltaica é muitas vezes limitada para responder à procura de eletricidade. A deslocação de carga é uma possibilidade para o aumento do autoconsumo (Moshövel *et al.*, 2015).

A tecnologia fotovoltaica é a que tem as melhores características para ser integrada em edifícios, como produção silenciosa, sem poluição, escalabilidade, etc. Além disso, os sistemas fotovoltaicos conectados à rede oferecem soluções para melhorar a qualidade do fornecimento de eletricidade (Castillo-Cagigal *et al.*, 2001).

O autoconsumo serve como uma importante estratégia de gestão de energia, reduzindo o transporte de eletricidade e incentivando o utilizador a controlar o seu comportamento em relação à energia. Além disso, o uso destas técnicas irá desempenhar um papel importante no futuro, ajudando a garantir o aprovisionamento energético e a reduzir as importações de matérias-primas (Castillo-Cagigal *et al.*, 2001). Em edifícios ou casas com perfis de consumo de energia elétrica estável nas horas médias do dia, a tecnologia solar fotovoltaica pode substituir em grande percentagem, o consumo de energia elétrica a partir da rede convencional, com muitos benefícios económicos e ambientais (Encinas *et al.*, 2014).

A Alemanha tem, desde 2000, uma lei abrangente para incentivar as energias renováveis, a *Renewable Energy Sources Act* (EGG). Até 2012, havia um bónus especial para a eletricidade autoconsumida, mas desde que esse bónus caiu abaixo do preço da eletricidade, o autoconsumo tornou-se rentável, mesmo sem o incentivo extra (Luthander *et al.*, 2015). Em 2009, introduziu tarifas para promover o autoconsumo, permitindo que os consumidores recebessem incentivos por cada watt consumido durante os períodos de produção de energia fotovoltaica. O mesmo tipo de incentivo foi introduzido na Itália em 2013 (Sossan *et al.*, 2013).

A China também introduziu recentemente um subsídio de autoconsumo e o Japão tem uma tarifa ligeiramente superior à FiT para micro-produtores com autoconsumo. No final de 2012, a Itália também teve um prémio dedicado ao autoconsumo semelhante ao da Alemanha, chamado *V Conto Energia*, enquanto países como a Dinamarca, os Países Baixos, Bélgica, Turquia e alguns estados dos EUA têm esquemas de *net-metering*.

Gouveia *et al.* (2015), realizaram uma análise aos perfis de consumo de eletricidade de 250 famílias em Évora. O consumo foi medido através de medidores inteligentes no período de 2011 a 2013, combinados com inquéritos porta a porta, de modo a identificar os fatores que regulam o consumo de eletricidade. Ao avaliarem o consumo total de energia elétrica para diferentes perfis de consumidores mas com características socioeconómicas semelhantes, identificaram diferenças relevantes nos consumos, derivadas do tipo e construção das casas, o número de ocupantes, e o facto de as casas serem rurais ou urbanas (Gouveia *et al.*, 2015).

Num estudo realizado por Luthander *et al.* (2015), foi desenhado um esquema dos perfis de produção local de energia fotovoltaica e consumo de energia (Figura 2.32). As áreas A e B são a procura de energia elétrica e a produção líquida total, respetivamente. A área C é a energia fotovoltaica que é utilizada diretamente no interior do edifício, ou seja, é a parte autoconsumida em relação à produção total (Luthander *et al.*, 2015).

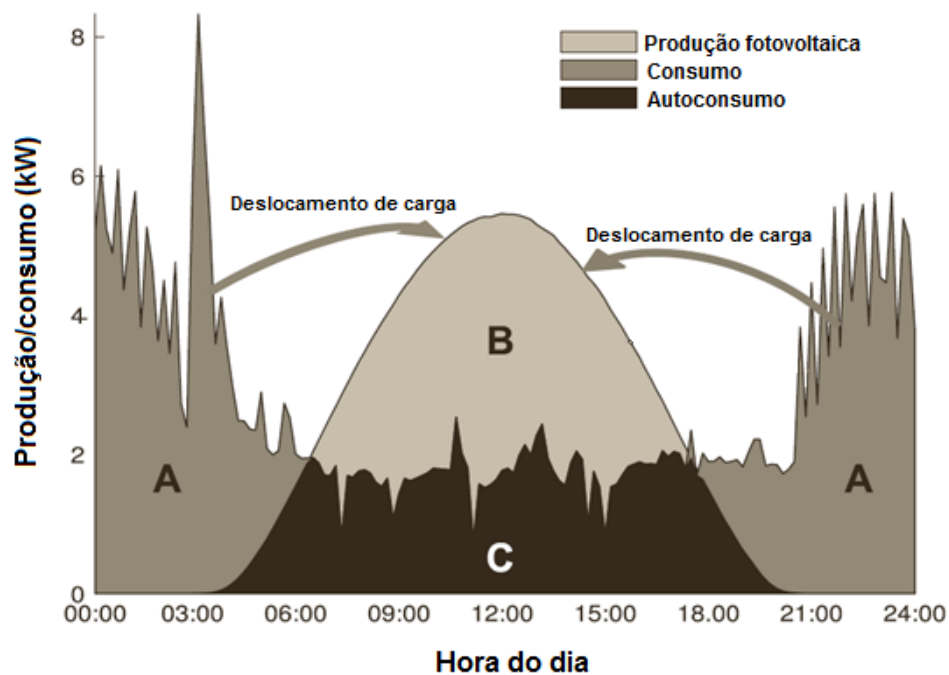


Figura 2.32 - Perfil de energia de um edifício com sistema fotovoltaico (Luthander et al., 2015).

Na Figura 2.33 tem-se os perfis de energia do mesmo edifício com consumos iguais, mas com diferentes potências nos sistemas fotovoltaicos.

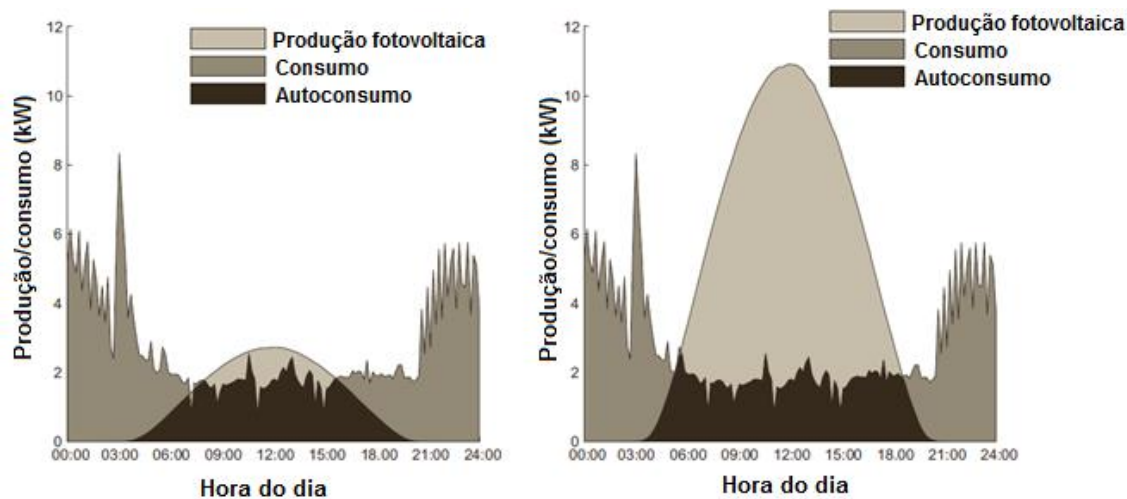


Figura 2.33 - Perfil de energia de um edifício com sistema fotovoltaico com potência baixa (à esquerda) e potência alta (à direita) (Luthander et al., 2015).

Quando a potência do sistema fotovoltaico é mais baixa, o autoconsumo é de quase 100%, mas diminui à medida que se aumenta a potência do sistema. Teoricamente, para grandes potências, a parte autoconsumida em relação à produção de energia, vai-se aproximando de zero (Widén, 2014).

Uma questão importante a respeito do autoconsumo de eletricidade fotovoltaica, são os potenciais impactos que uma instalação fotovoltaica tem sobre o comportamento energético em domicílios, ou seja, a forma como as famílias interagem com a rede de energia elétrica. Produzir a própria eletricidade através de sistemas fotovoltaicos é muitas vezes visto como uma questão de estilo de vida. A intenção de um agregado familiar se tornar produtor de eletricidade constitui um primeiro passo para uma mudança de comportamento. O consumo de energia precisa de ser discutido no contexto social, pois faz parte de uma cadeia de decisões e ações, e é entendido através de hábitos e rotinas diárias que as famílias têm, por exemplo (Luthander *et al.*, 2015).

Considera-se que uma instalação fotovoltaica poderá despertar o interesse no uso de eletricidade das famílias e levar a esforços para reduzi-lo ainda mais, ou para combiná-lo com a produção fotovoltaica, fazendo com que, tanto o uso total de energia elétrica como os padrões de carga diária, sejam diferente antes e após a instalação (Luthander *et al.*, 2015). Os estudos que se seguem sobre este tema, indicam resultados interessantes, mas ao mesmo tempo ambíguos. A maioria dão alguma indicação de que tanto as reduções de energia como o deslocamento de carga diária, tiveram lugar em algumas residências na sequência de uma instalação de micro geração.

Segundo Luthander *et al.* (2015), deslocamento de carga corresponde ao deslocamento da procura de eletricidade numa casa, por exemplo, máquinas de lavar roupa e loiça, ventilação e sistemas de ar-condicionado, em períodos onde o consumo excede a produção de energia fotovoltaica. Ou seja, este deslocamento pode ser conseguido manualmente, em que as pessoas devem ligar os aparelhos com elevados consumos, quando houver grandes produções de energia fotovoltaica (Luthander *et al.*, 2015).

Haas *et al.* (1999), realizaram um estudo de instalações fotovoltaicas na Áustria ao abrigo do *200 kWp-rooftop programme*, que consistia em promover pequenos sistemas fotovoltaicos ligados à rede. Dentro deste programa foram instalados cerca de 100 sistemas fotovoltaicos com uma capacidade média de 2,28 kWp. Tinham dados disponíveis do consumo antes e após a instalação e determinaram que houve mudanças no consumo a curto prazo. Os consumidores com consumos iniciais baixos aumentaram ligeiramente a procura de eletricidade, enquanto as famílias com altos consumos, reduziram-no após a instalação do sistema fotovoltaico. Concluíram também que os fatores-chave para uma maior disseminação de sistemas fotovoltaicos, são os incentivos financeiros, a redução dos custos de investimento, o aumento da fiabilidade, a distribuição de informação e o aumento da conscientização ambiental (Haas *et al.*, 1999).

Hondo e Baba (2010), não analisaram dados reais de monitorização, mas demonstraram os seus resultados através de questionários a famílias japonesas, que instalaram sistemas fotovoltaicos. Os resultados mostram que a instalação de sistemas fotovoltaicos nas residências, leva as famílias a mudarem as suas atitudes e comportamentos relacionados com a energia e o ambiente (Hondo e Baba, 2010).

Dois estudos do Reino Unido apresentaram resultados mais positivos. Keirstead (2007), indicou através de estimativas de autorrelato, que as famílias reduziram o seu consumo total de eletricidade em cerca de 6%, após a instalação de sistemas fotovoltaicos, e realizaram deslocamentos na carga diária de forma a dar resposta à produção de energia fotovoltaica (cerca de 43% dos agregados familiares).

No estudo de Bahaj e James (2007), foram analisadas nove casas de baixo consumo energético e de habitação social no Reino Unido, equipadas com sistemas fotovoltaicos idênticos. Apesar de terem sido fornecidos aos inquilinos, medidores de consumo e informações sobre como melhorar o retorno financeiro sobre os sistemas fotovoltaicos, evitando exportações de eletricidade, não ocorreram deslocamentos na carga diária. No entanto, viram uma clara redução no uso de eletricidade em duas famílias depois de uma sessão de informação, mas não se manteve ao longo de muito tempo, e a maioria das famílias aumentou o seu consumo de eletricidade ao longo do período estudado (Bahaj e James, 2007).

Noutro estudo, 41 famílias mudaram a utilização de determinados aparelhos, como máquinas de lavar, criando poupanças até 30%. Neste estudo, é concluído que os deslocamentos de carga são uma opção viável para melhorar o autoconsumo (Widén, 2014).

A partir dos estudos acima mencionados, não é possível tirar grandes conclusões sobre as respostas à instalação de sistemas fotovoltaicos, visto alguns terem sido baseados em dados auto-relatados por meio de questionários e entrevistas. Como sugere Sauter e Watson (2007), é importante complementar os estudos com dados de consumo reais recolhidos antes e depois da instalação de sistemas fotovoltaicos. Mas há evidências, de que as famílias aumentam conscienciosamente as suas atitudes e comportamentos relacionados com a energia, criando soluções para reduzir os seus consumos após a instalação de um sistema fotovoltaico.

Encinas *et al.* (2014), considera que em relação à viabilidade económica de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo, tem de se ter várias considerações que estão apresentadas na Figura 2.34.

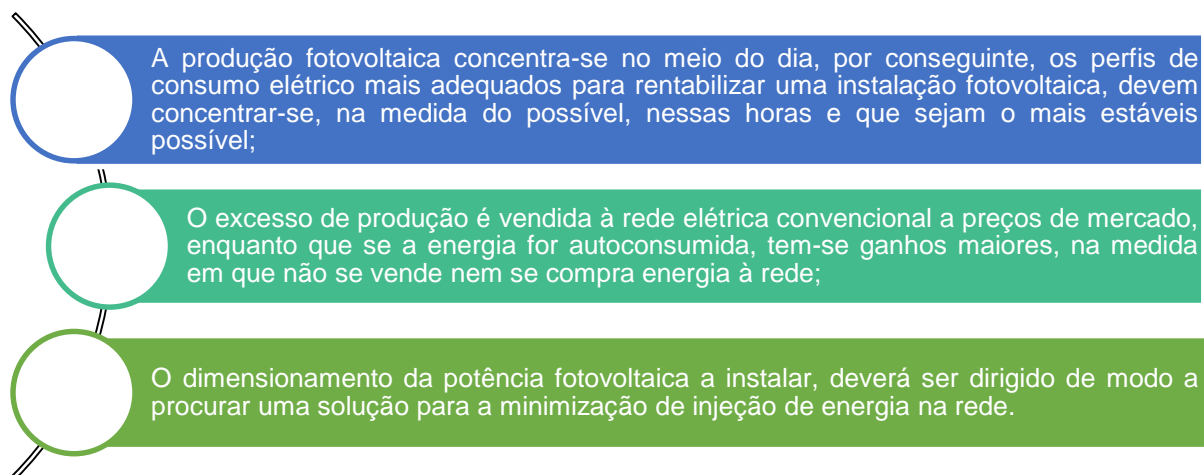


Figura 2.34 – Viabilidade económica de sistemas fotovoltaicos para autoconsumo (adaptado de Encinas *et al.*, (2014)).

Enquadramento legal em Portugal

Nos dias de hoje, é possível a utilização de fontes alternativas de energia, e desde há muito que existe legislação relacionada com a microprodução de eletricidade, ou seja, permite que o próprio consumidor (empresa ou particular) possa gerar a sua própria energia, utilizando equipamentos de pequena escala. Essa energia produzida, tanto pode ser aproveitada para aquecimento de águas sanitárias, ou para produção de energia elétrica.

Foi no ano de 1988, com o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, que se estabeleceu pela primeira vez, normas referentes à atividade de produção de energia elétrica, por pessoas singulares ou coletivas de direito público ou privado. Em 2001, surgiu o Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro, que define o “regime de gestão da capacidade de receção de energia elétrica nas redes do Sistema Elétrico de Serviço Público (SEP) proveniente de centros electroprodutores do Sistema Elétrico Independente (SEI) (APISOLAR, 2015). Também em 2001, o Decreto-Lei n.º 189/88, foi revisto no Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro, e introduziu “alterações indispensáveis ao estabelecimento de uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração e atribuiu destaque às tecnologias emergentes e que evidenciam um elevado potencial a médio prazo, como a energia solar fotovoltaica” (APREN, 2015a).

O Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de março, surge de modo a adaptar a legislação para acolhimento de novas soluções de produção de energia descentralizada. Este regula a produção de eletricidade em baixa tensão (BT), destinada predominantemente a consumo próprio, com possibilidade de entrega da produção excedente à rede elétrica pública (não superior a 150 kW) através de sistema remuneratório. Passados três anos, o Decreto-lei n.º 339-C/2001, foi revisto no Decreto-Lei nº. 33-A/2005, de 16 de fevereiro. Este modificou o sistema de FiT e estabeleceu um novo método de cálculo, que tem em conta a tecnologia, os aspetos ambientais e a taxa de inflação, através do índice de preços ao consumidor. Alguns anos depois, o Decreto-Lei nº. 33-A/2005 foi alterado pelo Decreto-Lei nº. 225/2007, de 31 de maio, que procede à concretização de um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na Estratégia Nacional para a Energia (ENE). Foram assim introduzidas novas tarifas e, ao mesmo tempo, foram simplificados os procedimentos de licenciamento. Posto isto, a energia fotovoltaica passou a beneficiar da FiT mais elevada.

Tal como nos outros países da UE, Portugal aplica as suas FiT como instrumento central de apoio às FER. Estas tarifas consistem em incentivos baseados no preço de produção de eletricidade a partir das FER e existem tarifas pré-definidas, ou seja, preço por unidade produzida e introduzida na rede, para diferentes fontes de energia, em que são usadas para encorajar os consumidores a produzir energia renovável (EPIA e Greenpeace, 2008).

Passados cinco anos após a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 68/2002, verificou-se que “o número de sistemas de microgeração de eletricidade licenciados e a funcionar ao abrigo deste enquadramento legal não atingiu uma expressão significativa”. Surgiu assim o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, que “estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência”, designadas por unidades de microprodução, e concretiza as medidas da ENE. Este Decreto-Lei tinha como objetivos simplificar significativamente o regime de licenciamento existente e criar dois regimes de remuneração: o regime geral e o regime bonificado. O regime geral era aplicado a todos os produtores que não obtinham acesso ao regime bonificado e “a tarifa de venda de eletricidade era igual ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso do fornecimento à instalação de consumo”. O regime bonificado apenas era aplicado às fontes renováveis e tinha algumas restrições, sendo necessário, a instalação de coletores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com um mínimo de 2 m² de área, no caso de produtores individuais. No caso de um condomínio, era obrigatória uma auditoria energética ao edifício e a implementação de medidas de eficiência energética identificadas na auditoria, com um período de retorno até dois anos, não sendo necessária a instalação do sistema solar térmico. A potência de ligação, ou seja, a potência máxima que o produtor pode injetar na RESP, registada neste regime, estava sujeita a um limite anual de 10 MW, quando o Decreto-Lei n.º 363/2007 entrou em vigor, sendo esse limite aumentado, anual e sucessivamente, em 20%. O produtor era remunerado com base numa tarifa única de referência, que era aplicada à energia produzida no ano da instalação e nos cinco anos civis seguintes. Após esse período de cinco anos e durante um período adicional de 10 anos, aplicava-se, anualmente, a tarifa única correspondente à que era aplicável no dia 1 de janeiro desse ano, às novas instalações que sejam equivalentes. Após esse período, era aplicado à instalação de microprodução o regime geral. A tarifa única de referência depende do tipo de energia renovável utilizada. No caso da energia solar, esta tarifa é paga a 100%, em que a eletricidade vendida é limitada a 2,4 MWh/ano; para a energia eólica o valor decresce para 70%, limitada a 4 MWh/ano; e no caso da energia hídrica ou cogeração a biomassa é de 30%, também limitadas a 4 MWh/ano.

Em 2010, foi aprovada a Estratégia Nacional para a Energia 2020 (ENE 2020) na Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010, de 15 de abril, onde se define uma estratégia para a competitividade, crescimento e independência energética de Portugal, através da aposta nas energias renováveis e da promoção integrada da eficiência energética. A ENE 2020 surgiu como forma de concretizar os objetivos do Programa do XVIII Governo Constitucional, onde determina que Portugal deve “liderar na revolução energética”, através de diversas metas, como:

- “Assegurar a posição de Portugal entre os cinco líderes europeus ao nível dos objetivos em matéria de energias renováveis em 2020;
- Assegurar a afirmação de Portugal na liderança global na fileira industrial das energias renováveis, de forte capacidade exportadora”, entre outras (Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010).

Os principais objetivos da ENE 2020 que constam na Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010 são:

- i. “Reduzir a dependência energética do País face ao exterior através do aumento da produção de energia a partir de recursos endógenos;
- ii. Garantir o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas;
- iii. Reduzir em 25% o saldo importador energético com a energia produzida a partir de fontes endógenas;
- iv. Criar riqueza e consolidar um *cluster* energético no setor das energias renováveis em Portugal;
- v. Desenvolver um *cluster* industrial associado à promoção da eficiência energética; e
- vi. Promover o desenvolvimento sustentável criando condições para o cumprimento das metas de redução de emissões assumidas por Portugal no quadro europeu.”

Segundo o Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro, o programa da microprodução introduzido em 2007 pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, teve um sucesso significativo, visto que em pouco mais de dois anos, foram instaladas mais de 5400 unidades de microprodução, que correspondiam a cerca de 19 MW de potência instalada. No entanto, para o cumprimento dos objetivos da ENE 2020 acima descritos, tornou-se necessário um maior incentivo para a produção descentralizada de eletricidade em BT por particulares. Assim, surgiu o Decreto-Lei n.º 118-A/2010 que “cria condições para produzir mais eletricidade em BT, de forma mais simples, mais transparente e em condições mais favoráveis”. Este Decreto-Lei “simplifica o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência (unidades de microprodução)” (APREN, 2015a). O Decreto-Lei n.º 363/2007 foi assim alterado e republicado por este novo Decreto-Lei em que, por exemplo, a quantidade de eletricidade que pode ser produzida anualmente em regime bonificado é aumentada de 10 MW para 25 MW. Outra alteração refere-se à tarifa de referência no regime bonificado, em que há alteração nas percentagens relativas ao tipo de energia utilizada. A energia solar mantém-se nos 100%, a energia eólica aumenta para os 80%, a energia hídrica também aumenta para os 40% e a cogeração a biomassa é a que tem um aumento mais acentuado, passando dos 30% para os 70%. É adicionado um novo tipo de energia, a cogeração não renovável, com uma percentagem de 40%.

Apenas o regime da pequena produção para autoconsumo, prevista no Decreto-Lei n.º 68/2002, e a atividade de microprodução, prevista no Decreto-Lei n.º 363/2007 (alterado pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010), possuem regimes próprios. Contudo, como o regime presente no Decreto-Lei n.º 68/2002 não teve a aceitação esperada e eram poucas as unidades que por ele eram regidas, foi revogado, salvaguardando-se a continuação da sua aplicação às instalações que eram por ele regidas.

No desenvolvimento da ENE 2020 e como forma de apostar na facilidade de adesão por parte dos cidadãos, empresas e outras entidades, e na simplificação dos processos e procedimentos da produção descentralizada de energia, surgiu a Resolução do Conselho de Ministros n.º 54/2010, de 4 de agosto. Esta resolução determina a elaboração do regime jurídico referente ao acesso à atividade de miniprodução, e estabelece as linhas gerais de orientação para um novo regime. No ano seguinte, em concretização da resolução acima referida e em substituição do Decreto-Lei n.º 68/2002, o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, definiu o regime da miniprodução e complementa o regime da microprodução. Este regime da miniprodução permite que o produtor consuma a eletricidade que produz pela sua instalação, assim como permite que essa eletricidade seja na sua totalidade vendida à RESP com tarifa bonificada. Neste Decreto-Lei surge também o conceito de unidade de miniprodução de eletricidade, que se define como “uma instalação que produz eletricidade a partir de recursos renováveis e que é baseada em apenas uma tecnologia de produção como painéis fotovoltaicos”. Esta unidade tem a garantia de entregar a eletricidade produzida à RESP de forma remunerada e a sua potência máxima atribuível para ligação à rede é de 250 kW. Mais uma vez, o regime remuneratório tem duas vertentes: o regime geral e o regime bonificado. O regime bonificado sofre de novo alterações, em que é estabelecido que a quantidade de eletricidade que pode ser produzida anualmente, ou seja, a potência de ligação, é aumentada para o dobro, passando assim de 25 MW para 50 MW. A tarifa de referência também é alterada, em que as percentagens se mantêm para a energia solar (100%) e para a energia eólica (80%), onde a eletricidade vendida é limitada a 2,6 MWh/ano. Quanto à energia hídrica aumenta para os 50% e a biomassa diminui para 60%. É adicionado um novo tipo de energia, o biogás, com uma percentagem de 60%. Para estes restantes tipos de energia, o limite de eletricidade vendida é de 5 MWh/ano. Também é estabelecido que a unidade de miniprodução não pode produzir e injetar na RESP, mais de metade da potência contratada para a instalação de consumo.

Como já foi referido, os regimes jurídicos de produção de eletricidade através de unidades de microprodução, constam no Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro (alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelo Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de novembro) e o regime jurídico referente à produção de eletricidade através de unidades de miniprodução, constam do Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março. Todos estes diplomas estabelecem de formas muito semelhantes, os dois regimes do regime remuneratório aplicáveis às diferentes formas de produção de eletricidade, assim como as correspondentes regras de relacionamento comercial. Quanto ao regime remuneratório bonificado, estabelece-se que a eletricidade resultante da microprodução e da miniprodução, é remunerada segundo uma tarifa definida nos termos dos respetivos diplomas aplicáveis. No regime remuneratório geral, o produtor vende a energia produzida por si, “no caso da microprodução, ao custo da energia do tarifário aplicável pelo comercializador de último recurso ao fornecimento da instalação de consumo, e, no caso da miniprodução, segundo as regras estabelecidas para a comercialização de eletricidade ao abrigo do regime ordinário de produção de eletricidade, ou seja, em condições de mercado”.

Ao se pôr em prática todas as regras que envolvem os regimes remuneratórios, constatou-se que haviam dificuldades práticas e operacionais, que envolviam a articulação entre o comercializador de último recurso, os comercializadores e os produtores no processo de aquisição da energia produzida através das unidades de microprodução e das unidades de miniprodução, no caso do regime bonificado; e no que respeita às condições de acesso efetivo ao mercado pelos miniprodutores que estão enquadrados no regime geral, devido à sua reduzida escala de produção (Decreto-Lei n.º 25/2013). Posto isto, foi necessário rever os regimes jurídicos relativos à microprodução e miniprodução, de modo a adotar soluções que permitam superar as dificuldades práticas e operacionais manifestadas. Neste sentido, surgiu o Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que altera esses regimes jurídicos, “cometendo apenas ao comercializador de último recurso ou ao comercializador de último recurso exclusivamente em BT, a obrigação de celebrar com os microprodutores e os miniprodutores, contratos de compra e venda de eletricidade produzida pelas respetivas unidades, independentemente do regime remuneratório aplicável e sem prejuízo da inerente diferenciação de tarifários aplicáveis”. Este Decreto-lei procede assim à terceira alteração ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, e altera ainda o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março.

Como conclusão, pode-se constatar que a atividade de produção descentralizada de energia elétrica, é regulada pelo Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, a partir de recursos renováveis, através de unidades de miniprodução; e pelo Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro, alterado primeiramente pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e posteriormente pelos Decretos-Lei n.ºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de microprodução. Com o novo Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro, surgiram dois sistemas distintos: UPAC e UPP, e é neste último sistema que estão encaixados os regimes de microprodução e miniprodução. Na Figura 2.35 apresenta-se um resumo da evolução do quadro legal de apoio ao desenvolvimento do mercado fotovoltaico em Portugal.

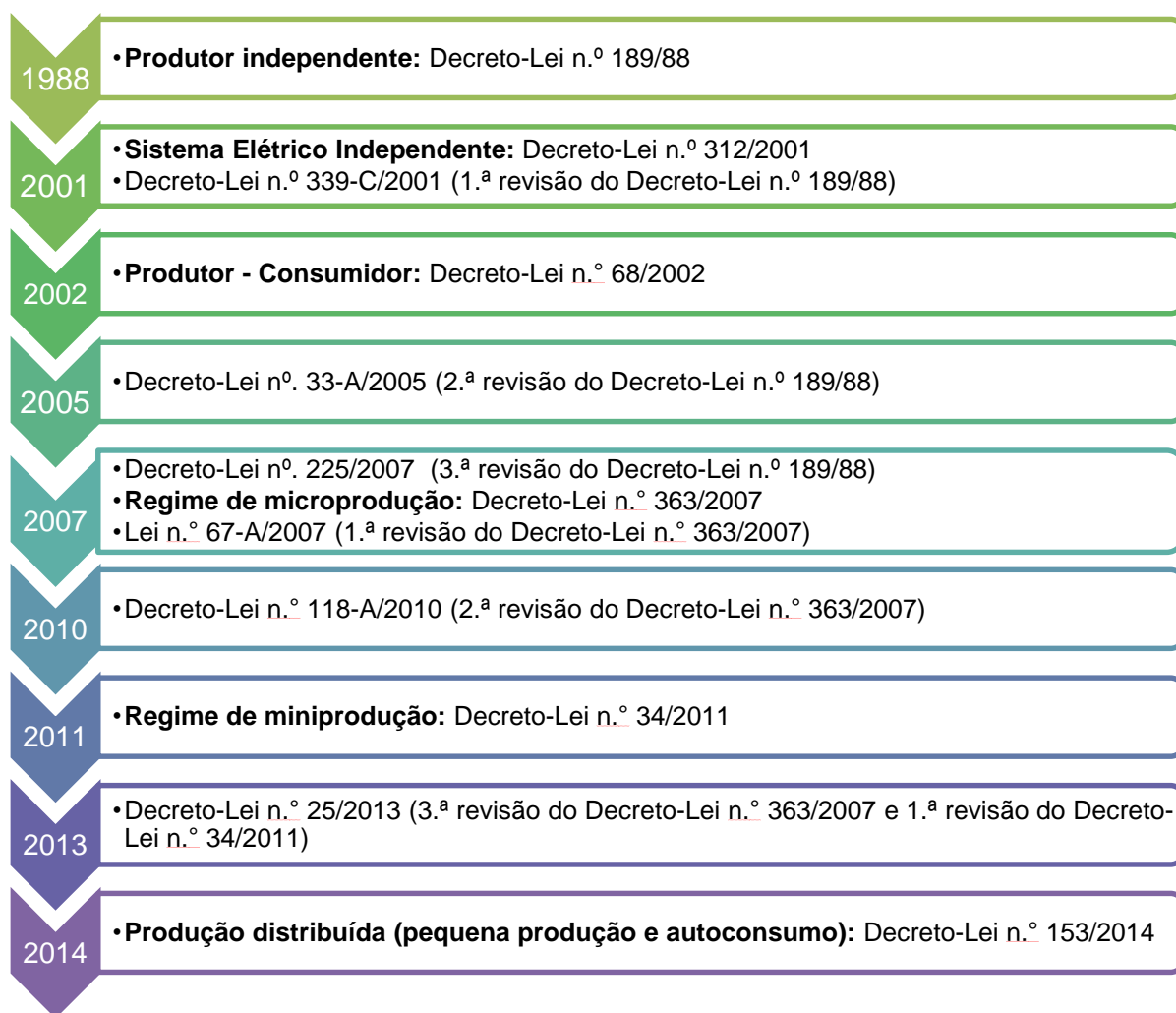


Figura 2.35 - Evolução do quadro legal de apoio ao desenvolvimento do mercado fotovoltaico em Portugal.

2.4.2. Regulação da produção de eletricidade para autoconsumo em Portugal

Como já foi referido anteriormente, o Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de março, que regulava a atividade de produção de energia elétrica em BT, destinada maioritariamente a consumo próprio sem prejuízo da possibilidade de entrega da produção excedente à rede pública ou a terceiros, foi revogado. Em sua substituição, e afastando-se do paradigma do mesmo, surgiu o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelo Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro, uma vez que não teve a aceitação esperada. Contudo, a imaturidade da tecnologia, desincentivava os portugueses a realizar grandes investimentos que tivessem somente como contrapartida o custo evitado com a aquisição da energia elétrica à rede. Assim, para permitir aos promotores a recuperação dos montantes investidos no equipamento e de forma a apostar neste tipo de tecnologia, foi apoiada a atribuição de uma remuneração bonificada da totalidade da energia produzida entregue à rede.

Porém, a atividade de autoconsumo não deixa de ter a sua importância, como forma de dar a conhecer, principalmente aos consumidores de BT, o seu respetivo perfil de consumo, induzir comportamentos de eficiência energética e contribuir para a otimização dos recursos endógenos. Para complementar, tem-se os objetivos do Programa do XIX Governo Constitucional, que consistem na implementação de uma “nova política energética, que seja mais equilibrada e direcionada para a resolução dos problemas atuais das empresas, das famílias e do País no seu conjunto”. Os objetivos estão apresentados na Figura 2.36.

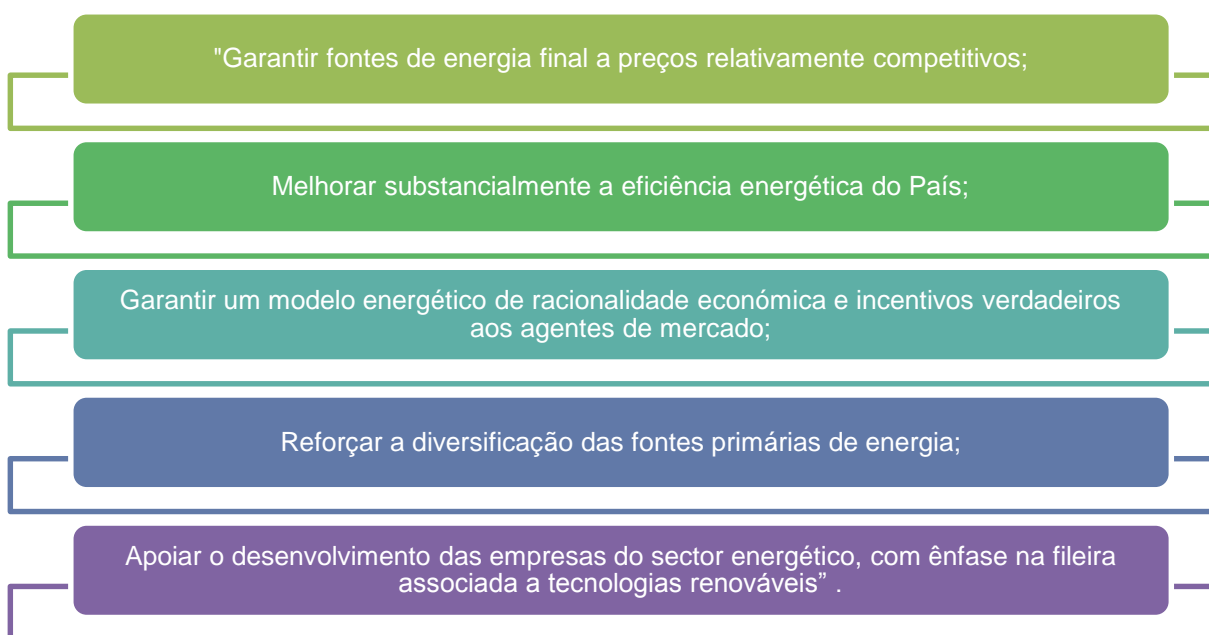


Figura 2.36 – Objetivos do Programa do XIX Governo Constitucional.

O Governo trabalhou num anteprojeto para a chamada “produção distribuída”, isto é, a geração de eletricidade a partir de pequenos produtores. O Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e da Energia, queria substituir os elevados subsídios atribuídos ao setor das renováveis, sem prejudicar quem queira produzir eletricidade. Posto isto, no dia 4 de setembro de 2014, o Governo aprovou, em Conselho de Ministros, os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e à venda à RESP. Estes regimes jurídicos visam simplificar a produção de energia para consumo próprio. A pequena produção, que mantém os traços gerais estabelecidos na legislação até aqui em vigor, passa a beneficiar de um enquadramento legal único (Governo de Portugal, 2014).

A 20 de outubro de 2014, foi publicado em Diário da República, o Decreto-Lei n.º 153/2014, relativo aos regimes jurídicos referidos, ou seja, à Produção Distribuída – de pequena produção e em autoconsumo. Neste contexto, e concretizando o disposto no PNAER para o período 2013-2020, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril, são reformulados e integrados, no Decreto-Lei n.º 153/2014, os atuais regimes de miniprodução e microprodução, revogando-se o Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março, alterado pelos Decretos-Lei n.ºs 25/2013, de

19 de fevereiro, e 363/2007, de 2 de novembro (alterado pela Lei n.º 67-A/2007, de 31 de dezembro, e pelos Decretos-Lei n.ºs 118-A/2010, de 25 de outubro, e 25/2013, de 19 de fevereiro).

O Decreto-Lei em questão, “estabelece o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao consumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora, com ou sem ligação à RESP, baseada em tecnologias de produção renováveis ou não renováveis”, designadas como Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC). Estabelece ainda o “regime jurídico aplicável à produção de eletricidade vendida na sua totalidade à RESP, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis”, designadas como Unidades de Pequena Produção (UPP).

O regime de pequena produção consente ao produtor a possibilidade de vender a totalidade da energia elétrica que produz, à RESP, não pelo regime remuneratório geral renunciado nos anteriores regimes jurídicos de miniprodução e de microprodução, mas sim, com tarifa atribuída com base num modelo de licitação. Ou seja, este Decreto-Lei aplica-se à produção de eletricidade através de UPP a partir de energias renováveis, baseada numa única tecnologia de produção, em que a potência de ligação à rede, tem de ser igual ou inferior a 250 kW, e a energia é vendida na sua totalidade à rede. No âmbito deste modelo, os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência. Quando a unidade de produção não se enquadra neste regime remuneratório aplicável à pequena produção, deverá ser alvo de controlo prévio, e é-lhe atribuído uma remuneração nos termos do regime jurídico da produção de eletricidade em regime especial.

Por sua vez, a energia elétrica que é produzida em autoconsumo destina-se predominantemente ao consumo na instalação associada à unidade de produção, também com a possibilidade de ligação à RESP para venda, a preço de mercado, da eletricidade não consumida. Isto é, este Decreto-Lei é aplicável à produção de eletricidade para consumo próprio, sendo uma atividade de produção que é destinada à satisfação das necessidades próprias de abastecimento de energia elétrica do produtor, não sendo prejudicado o excedente de energia produzida ao ser injetado na RESP.

Este Decreto-Lei facilita e tenta desburocratizar o acesso aos sistemas de produção de energia de baixa potência. Caso o produtor opte por consumir a eletricidade que produz, está sujeito a várias licenças e autorizações dependendo da potência do sistema. A instalação de uma Unidade de Produção (UPAC e UPP) está sujeita a registo prévio, e a sua entrada em exploração sujeita à obtenção de certificado de exploração, salvo as situações que se seguem. Se a potência instalada da UPAC for igual ou inferior a 200 Wp, não há qualquer controlo prévio, exceto quando se destine a fornecer à RESP a energia que é produzida e não é consumida na respetiva instalação de utilização, ou quando o seu titular pretenda transacionar garantias de origem. Quando a potência instalada da UPAC é superior a 200 Wp e igual ou inferior a 1500 Wp, ou cuja instalação elétrica de utilização não se encontre ligada à RESP, segundo o artigo 21.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, o titular está sujeito a uma mera comunicação prévia de exploração, dirigida à DGEG, através do Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP). Caso de trate de uma UPAC com potência instalada superior a 1 MW, a sua instalação requer uma licença de produção e a entrada em exploração carece de uma licença de exploração.

Segundo o artigo 10.º do mesmo Decreto-Lei, a DGEG é a entidade responsável pela decisão, coordenação e acompanhamento da atividade de produção de eletricidade. Como referido no artigo 12.º, o SERUP consiste numa plataforma eletrónica, acessível através de um portal na *Internet*, onde são apresentados e processados todos os pedidos de registo e certificados de exploração e restantes procedimentos previstos no Decreto-Lei n.º 153/2014. O titular deve registar-se previamente como utilizador no SERUP, onde obtém um código de acesso e uma palavra passe, mediante o preenchimento dos campos disponibilizados por esta plataforma.

Tratando-se de uma UPAC cuja potência instalada é superior a 1500 Wp e igual ou inferior a 1 MW, ou cuja potência instalada seja igual ou inferior a 1500 Wp, mas cujo titular pretenda fornecer à RESP a energia elétrica produzida e não consumida na instalação elétrica de utilização, assim como as que, ainda que sem ligação à RESP e independentemente da potência instalada, utilizam fontes de energia renovável e cujo titular pretenda transacionar garantias de origem, o titular está sujeito ao registo prévio e a sua entrada em exploração sujeita à obtenção de certificado de exploração.

Segundo o artigo 24.º deste Decreto-Lei, o valor da remuneração da energia proveniente das UPAC que é fornecida à RESP pelo produtor, é calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$R_{UPAC,m} = E_{fornecida,m} \times OMIE_m \times 0,9$$

Em que, « $R_{UPAC,m}$ » é a remuneração da eletricidade fornecida à RESP no mês “m”, em €; « $E_{fornecida,m}$ » é a energia fornecida no mês “m”, em kWh; « $OMIE_m$ » é o valor resultante da média aritmética simples dos preços de fecho do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal (mercado diário), relativos ao mês “m”, em €/kWh; e «m» o mês a que se refere a contagem da eletricidade fornecida à RESP. O OMIE é a entidade responsável pela execução das liquidações dos mercados diário e intradiário, ou seja, estabelece programas de venda (produção) e de compra de eletricidade para o dia posterior ao dia da negociação. Tem como funções, a gestão e a liquidação de transações nos mercados da eletricidade, e a gestão económica dos preços dos mercados da eletricidade (MIBEL, 2015). No artigo 25.º é referido que as UPAC que têm uma potência instalada superior a 1500 Wp e cuja instalação elétrica de utilização esteja ligada à RESP estão sujeitas, nos primeiros 10 anos após a obtenção do certificado de exploração, ao pagamento de uma compensação mensal fixa. Nas UPAC, a potência instalada não pode ser superior a duas vezes a potência de ligação, como mencionado no artigo 5.º.

Quanto às UPP, e como referido no artigo 31.º, a energia elétrica ativa produzida e entregue à RESP é remunerada pela tarifa atribuída com base num modelo de licitação, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência, que é estabelecida mediante portaria do membro do Governo responsável pela área da energia. Esta tarifa de remuneração atribuída vigora por um período de 15 anos desde a data de início de fornecimento da energia elétrica produzida à RESP, caducando passado esse período, e varia consoante o tipo de energia primária utilizada. De acordo com o artigo 5.º, apenas é remunerada a energia ativa entregue à RESP, se a energia consumida na respetiva instalação de utilização, seja igual ou superior a 50% da energia produzida pela respetiva unidade.

Qualquer pessoa singular ou coletiva, bem como os condomínios de edifícios organizados em propriedade horizontal, podem proceder ao registo de uma UP. O paradigma anterior tinha a teoria de quantos mais painéis fotovoltaicos melhor. Na modalidade de produção para autoconsumo, o produtor beneficia quando a unidade de produção é dimensionada tendo em conta as efetivas necessidades de consumo da instalação. Ou seja, pretende-se que o produtor dimensione a UPAC de forma a garantir a aproximação, sempre que possível, da energia elétrica produzida com a quantidade de energia elétrica consumida na instalação elétrica de utilização. O produtor tem de ter a preocupação de perceber qual é o seu perfil de consumo, para que a potência disponibilizada pelo sistema seja totalmente absorvida pela sua instalação, de modo a não haver desperdícios. Antes o produtor poupava ou ganhava pelo fato de vender a eletricidade à rede, agora o consumidor-produtor tem essa poupança ao não comprar eletricidade. Este novo regime de produção de eletricidade para autoconsumo, que permite a utilização da energia para consumo próprio, entrou em vigor dia 19 de janeiro de 2015. Vem assim criar condições económicas para que os consumidores se tornem produtores descentralizados de energia. Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 23 de janeiro de 2015, foram publicadas as Portarias n.º 14/2015 e n.º 15/2015, de 23 de janeiro.

A Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro, define o “procedimento para apresentação de mera comunicação prévia de exploração das unidades de produção para autoconsumo, bem como para obtenção de um título de controlo prévio no âmbito da produção para autoconsumo ou da pequena produção para injeção total na RESP da energia produzida, incluindo os elementos instrutórios dos respetivos pedidos, a sua marcha, extinção dos títulos em causa e alteração das UP, procedendo à regulamentação do Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro.” Esta portaria determina também o montante, o modo de pagamento e as fases do procedimento, em que são devidas as taxas enunciadas no artigo 37.º do Decreto-Lei em questão.

Quanto à Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro, procede à fixação da tarifa de referência aplicável à energia elétrica produzida através de UPP, prevista no n.º 1 do artigo 31.º do Decreto-Lei n.º 153/2014, onde se prevê um regime de remuneração da energia elétrica ativa produzida pela UPP e entregue à RESP, baseado num modelo de oferta de descontos à tarifa de referência. Esta portaria determina ainda as percentagens a aplicar à tarifa de referência, consoante a energia primária utilizada pelas UPP. Posto isto e segundo a referida portaria, a tarifa de referência aplicável em 2015 é de 95 €/MWh. Esta tarifa é determinada mediante a aplicação das seguintes percentagens: no caso da energia solar, esta tarifa é paga a 100%, para o caso da biomassa e do biogás é de 90%, para a energia eólica o valor decresce para 70% e no caso da energia hídrica é de 60%. A eletricidade vendida é limitada a 2,6 MWh/ano, no caso da energia solar e eólica, e para os restantes casos é limitada a 5 MWh/ano, por casa quilowatt de potência instalada.

Posteriormente, foi publicada a 2 de março de 2015, a Portaria 60-E/2015 que procede à alteração do artigo 17.º da Portaria 14/2015, de 23 de janeiro, relativo ao procedimento de inspeção e reinspeção. Também em março, dia 3, foi publicado o Despacho N.º 3/SERUP/DGEG/2015, que determina as “instruções sobre a entrada em operação do Portal da DGEG relativo à produção para autoconsumo e da pequena produção distribuída e transição da Microprodução e Miniprodução”.

3. METODOLOGIA

Numa casa, a grande parcela das despesas familiares, refere-se ao consumo de energia, e em especial de eletricidade. Assim, todas as medidas que conduzam a uma diminuição da fatura de eletricidade devem ser consideradas. Aliado à redução da fatura mensal de energia elétrica, tem-se uma redução da dependência dos combustíveis fósseis, assim como uma redução na emissão de GEE. Este trabalho pode-se tornar não só uma mais-valia para as famílias, mas também para toda a sociedade.

Tendo em conta os problemas apresentados em cima e já descritos ao longo desta dissertação, e de modo a por em prática o novo regime de produção distribuída de eletricidade, irá ser analisado o impacto da instalação de sistemas fotovoltaicos em habitações residenciais. Foram realizadas duas abordagens diferentes, a primeira relativa ao Monte de Caparica e a segunda relativa à cidade de Évora. No caso de haver excedentes de produção fotovoltaica, não foi considerada a sua venda à RESP, ou seja, foi considerada uma solução fotovoltaica a funcionar em sistema autónomo.

3.1. Caso de estudo: Monte de Caparica

Numa primeira abordagem, foram realizadas medições aos contadores de eletricidade de uma amostra no Monte de Caparica. O Monte de Caparica é uma vila que pertence ao concelho de Almada e distrito de Setúbal. Nesta vila está inserido o *Campus* da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, o que faz com que seja uma vila bastante movimentada por estudantes, principalmente durante a semana. Esta amostra consiste em 30 moradias e 25 apartamentos, dentro da área apresentada na Figura 3.1.

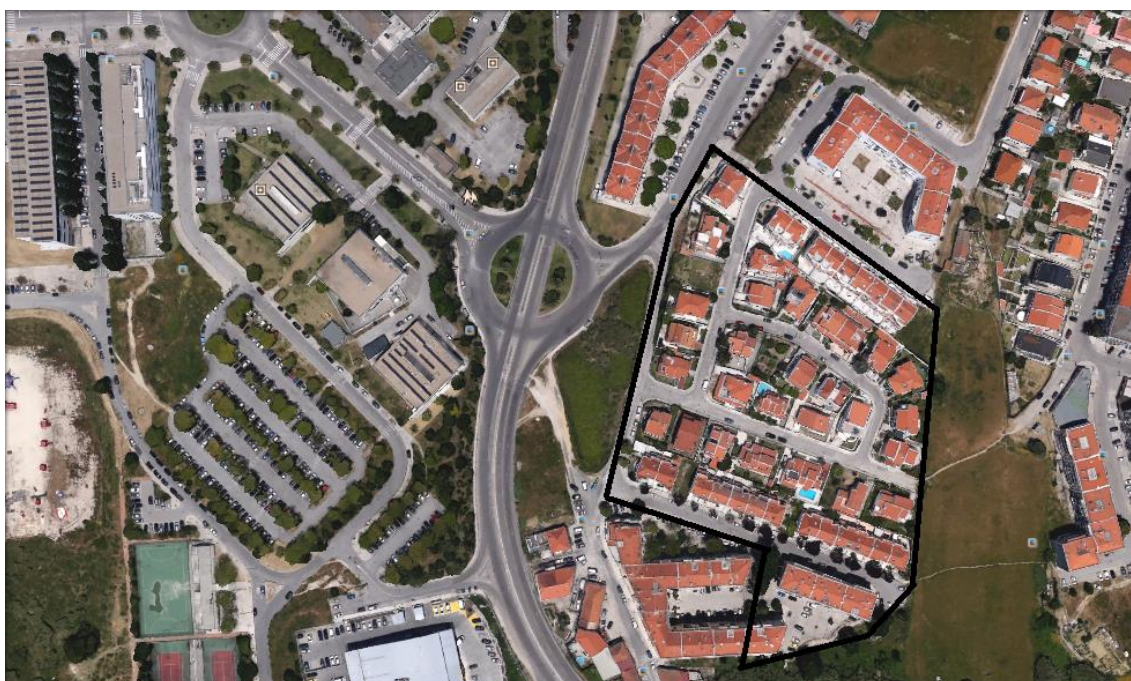


Figura 3.1 - Área de estudo (adaptado de Google Earth, 2015).

Do ponto de vista do autoconsumo, as horas mais relevantes, são as horas de maior produção, ou seja, o rácio entre o que é consumido e aquilo que é produzido. Sendo assim, os dados dos consumos das moradias e dos apartamentos, foram recolhidos durante a tarde, entre as catorze e as dezasseis horas, em dias úteis entre outubro e dezembro, em que as pessoas à partida não estariam em casa. Os consumos foram identificados não por inquérito mas diretamente por medição do contador e foi registado o valor do consumo durante um período de 5 minutos. Foram feitas várias amostragens e foi tido em conta o menor valor de consumo identificado, isto porque, não compensa produzir mais que aquilo que é consumido. Posteriormente foram atribuídos sistemas fotovoltaicos com uma potência adequada ao consumo mínimo medido. Os valores de produção fotovoltaica foram calculados com base no programa *PVWatts Calculator* da *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) para a base de dados de Lisboa. Convém desde já referir que esta abordagem é extremamente simplista e serviu apenas como uma primeira recolha de dados para avaliar a viabilidade do estudo desenvolvido.

3.2. Caso de estudo: Évora

Esta segunda abordagem é muito mais complexa que a primeira, uma vez que são conhecidos os perfis de consumo das famílias durante um ano, recorrendo a medições em intervalos de 15 minutos. Primeiramente é efetuada uma caracterização da cidade de Évora relativamente ao seu clima e radiação incidente, seguido da determinação do potencial fotovoltaico na área de estudo. Para esta análise, teve-se também em conta preços de eletricidade assim como preços de painéis fotovoltaicos, praticados no mercado.

3.2.1. Caracterização da zona de estudo

Évora é simultaneamente a sede do distrito de Évora e de um dos maiores municípios de Portugal tendo uma área de 1 307,08 km² (INE, 2014). O Concelho de Évora integra-se numa vasta planície que se estende ao sul de Portugal ocupando 5% da superfície da região do Alentejo. É dividido em 19 freguesias, das quais sete são urbanas e doze são rurais, demonstrando uma imagem naturalmente mais rural do que urbana, típico do território Alentejano (CME, 2015). A área urbana do concelho, em 2013, ocupava 2 289 ha (INE, 2014).

Évora situa-se no centro da grande planície alentejana e em termos de relevo caracteriza-se por uma ondulação suave (CLASE, 2012) e uma altitude mínima de 150 m e máxima de 441 m (INE, 2014). As planícies, por vezes, são intercetadas por vales e serras como é o caso da Serra de S. Mamede (Monte-Ace, 2007).

O Alentejo é marcado por uma densidade populacional baixa e a cidade de Évora continua a ser o principal polo urbano da região com cerca de 55 339 habitantes no ano de 2013 (INE, 2014). A população movimenta-se para as cidades médias no nosso país e na Europa, com o principal intuito de procurar melhores condições de vida e o estabelecimento de valores profissionais. O centro histórico da cidade foi declarado Património Mundial pela UNESCO em 1986 (UNESCO, 2015).

3.2.1.1. Clima

Évora caracteriza-se por um clima do tipo mediterrâneo, por vezes com influência atlântica. A precipitação é distribuída de forma desigual ao longo do ano, onde a pluviosidade máxima é registada no Inverno. Os Verões são quentes e secos, entre junho e setembro, e Évora é a capital de distrito mais quente, seguida da cidade de Beja (CME, 2015).

No ano de 2014, a temperatura média anual foi de 15,8°C, contudo as variações mensais de temperatura são grandes. A temperatura média mensal mais alta deu-se no verão, com 23,0°C em agosto, e a temperatura média mensal mais baixa registou-se no inverno, com 8,8°C em janeiro (NREL, 2015). Assim, a invernos bastante frios opõem-se verões bastante quentes, como se pode verificar através da Figura 3.2.

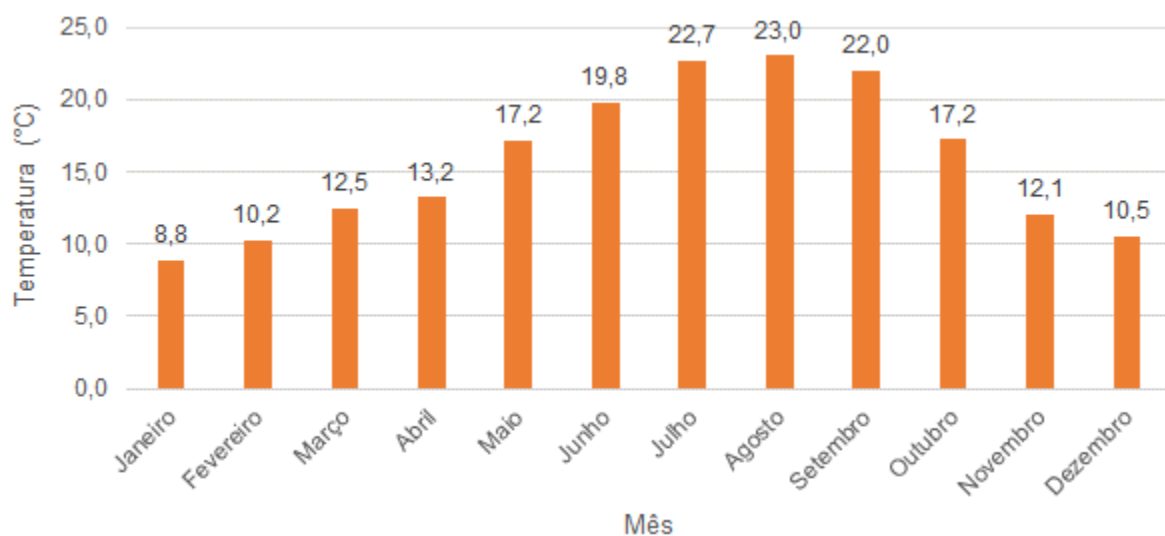


Figura 3.2 - Variação mensal da temperatura ambiente média, em 2014 (adaptado de NREL, 2015).

Em suma, na zona de Évora o clima apresenta grandes variações, tendo-se verificado nos últimos anos, cenários mais extremos de calor e frio. Em 2005, viveu-se uma situação de seca intensa e, a 26 de janeiro de 2006, nevou em Évora, o que não se verificava há vários anos. Segundo o Instituto Português do Mar e da Atmosfera, a temperatura mais baixa registada até ao final de 2014 para Évora foi -5°C e a mais alta foi de 44,5°C (IPMA, 2015).

3.2.1.2. Radiação incidente

Um dos fatores que determinam o desempenho económico de um sistema solar fotovoltaico, é a energia solar que chega à superfície da Terra. Embora a quantidade deste recurso energético seja muito superior às necessidades humanas, a sua exploração é determinada pelo conhecimento da variabilidade geográfica e pela dinâmica do tempo (Šúri *et al.*, 2007).

Através do programa *PVWatts Calculator* (NREL, 2015) foi possível determinar a radiação incidente na área de estudo. Numa primeira análise à Figura 3.3, é possível verificar que o menor valor de radiação solar global verifica-se no mês de dezembro com 89 948 W/m²/mês. O maior valor foi registado no mês de julho com 220 159 W/m²/mês e logo a seguir no mês de agosto (218 132 W/m²/mês). Tal como esperado, os valores obtidos são mais elevados nos meses de verão e mais baixos nos meses de inverno.

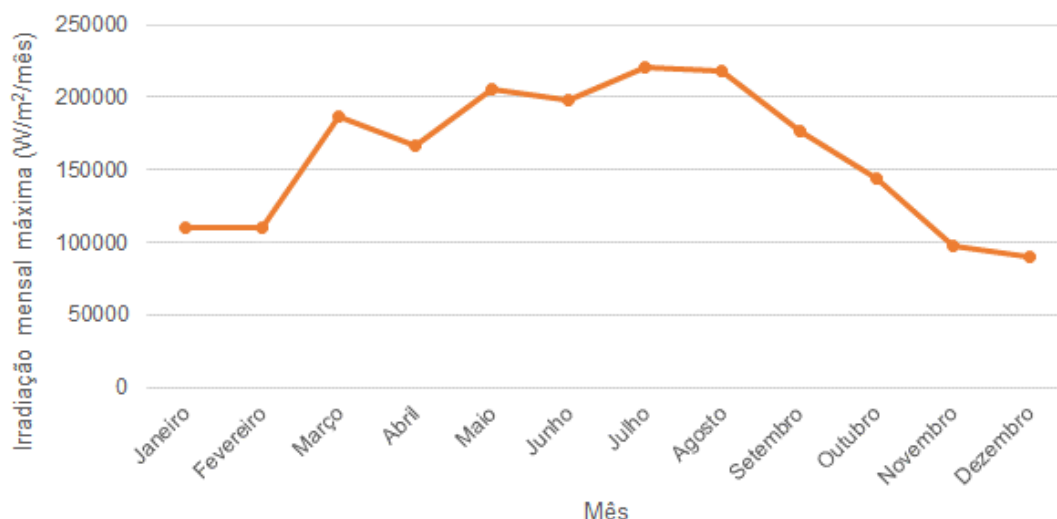


Figura 3.3 - Irradiação mensal máxima para Évora, em 2014 (adaptado de NREL, 2015).

3.2.2. Determinação da produção teórica de energia fotovoltaica na área de estudo

A instalação de sistemas fotovoltaicos para um melhor rendimento, é ditada principalmente pela sua localização geográfica (latitude e disponível insolação solar) e projeto de instalação (inclinação, orientação e altitude) para maximizar a exposição solar (Mani e Pillai, 2010). O conhecimento exato da localização do Sol é necessário para determinar os dados de radiação e a energia produzida pelas instalações solares. A maior parte do aumento da produção de energia fotovoltaica dá-se no verão, visto a proporção de dias nublados ser significativamente maior no inverno (GREENPRO, 2014).

Na instalação de um sistema fotovoltaico, há que ter em atenção o sombreamento por parte de árvores, chaminés, construções, entre outros, visto reduzir substancialmente a quantidade de eletricidade que o sistema irá produzir (NREL, 2003). Estes podem acompanhar o Sol movendo-se, o que acarreta algumas despesas, ou permanecem fixos tendo algumas perdas de eficiência. Para sistemas fixos, cerca de 20% dos fótons disponíveis são perdidos ao longo de um dia, como resultado da reflexão (Bagnall e Boreland, 2008).

A orientação da instalação solar, tem por resultado diferentes níveis de irradiação. No caso de Portugal, a orientação ótima para uma instalação fotovoltaica é a direção sul com um ângulo de 35° de inclinação, em que o nível de irradiação é 15% maior do que numa superfície horizontal (GREENPRO, 2014).

Para a determinação do potencial fotovoltaico em Évora foi utilizado, mais uma vez, o programa *PVWatts Calculator* da NREL, para a base de dados de Évora. De acordo com os estudos citados anteriormente, os valores de produção fotovoltaica, foram calculados para um sistema de 200 Wp orientado a sul com um ângulo de inclinação de 34°, disposto na horizontal. Os valores resultantes do programa correspondem a um ano inteiro e estão distribuídos por hora.

3.2.3. Preços

3.2.3.1. Preços de eletricidade

As tarifas que são praticadas pela EDP Serviço Universal são designadas por tarifas reguladas, uma vez que os preços são fixados anualmente pela ERSE. “A EDP Serviço Universal é a empresa do Grupo EDP que compra e vende energia elétrica e exerce a sua atividade no mercado regulado como comercializador de último recurso” (EDP, 2015a). Esta empresa tem a obrigação de assegurar o fornecimento de eletricidades a todos os consumidores que o solicitem.

Uma vez que cada amostra tem um tipo de tarifa e uma determinada potência contratada, foram analisados preços de compra de eletricidade desde 2010 até ao ano recente, ou seja, 2015, de modo a calcular a percentagem de aumento dos preços ao longo dos anos. Os preços estão representados na Tabela 3.1, tendo em conta os vários tipos de tarifas e as potências contratadas.

Tabela 3.1 - Preços de eletricidade consoante o tipo de tarifa e a potência contratada (adaptado de ERSE, 2015c).

Tipo de tarifa	Potência (kVA)		Ano					
			2010	2011	2012	2013	2014	2015
			EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh	EUR/kWh
Simples	<= 6,9		0,1285	0,1326	0,1393	0,1405	0,1528	0,1587
	> 6,9					0,1418	0,1543	0,1602
Bi-horária	<= 6,9	Horas fora de vazio	0,1382	0,1448	0,1551	0,1641	0,1785	0,1853
		Horas de vazio	0,0742	0,0778	0,0833	0,087	0,0946	0,0978
	> 6,9	Horas fora de vazio	0,1382	0,1448	0,1551	0,1674	0,1821	0,189
		Horas de vazio	0,0742	0,0778	0,0833	0,0878	0,0955	0,0986

A percentagem do aumento dos preços de eletricidade ao longo dos anos, vai permitir calcular o período de retorno do investimento inicial dos painéis fotovoltaicos para os anos seguintes. Na Tabela 3.2, estão apresentados esses aumentos, tendo em conta os valores da Tabela 3.1, o tipo de tarifa e a potência contratada.

Tabela 3.2 - Aumento dos preços de eletricidade ao longo dos anos, em percentagem.

Tipo de tarifa	Potência (kVA)		Ano					Média
			2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	
Simples	≤ 6,9		3,2	5,1	0,9	8,8	3,9	4,3
	> 6,9				1,8	8,8	3,8	4,5
Bi-horária	≤ 6,9	Horas fora de vazio	4,8	7,1	5,8	8,8	3,8	6,1
		Horas de vazio	4,9	7,1	4,4	8,7	3,4	5,7
	> 6,9	Horas fora de vazio	4,8	7,1	7,9	8,8	3,8	6,5
		Horas de vazio	4,9	7,1	5,4	8,8	3,2	5,9

Para calcular o período de retorno do investimento para os anos a seguir a 2015, do qual ainda não existem valores dos preços de eletricidade, foram utilizadas as médias dos aumentos verificados entre o ano 2010 e 2015.

Como se pode verificar através das Tabelas 3.1 e 3.2, foram analisados dois tipos de tarifa: a tarifa simples e a tarifa bi-horária. Na tarifa simples, o preço da eletricidade praticado, é constante tanto para o horário de inverno e verão, como para os vários dias da semana e horas do dia. Na tarifa bi-horária, o mesmo não se verifica.

Segundo o Decreto-Lei n.º 17/96, de 8 de março, o ano divide-se em período de verão e período de inverno. Assim, o horário de verão começa no último domingo de março e o horário de inverno começa no último domingo de outubro. As mudanças de hora efetuam-se adiantando os relógios sessenta minutos há 1 hora UTC do último domingo de março e atrasando-os sessenta minutos há 1 hora UTC do último domingo de outubro. No ano referente aos dados deste estudo, ou seja, em 2014, o adiantamento da hora registou-se no dia 30 de março e o atraso no dia 26 de outubro (OAL, 2015).

De acordo com a EDP (2015b), a tarifa bi-horária caracteriza-se por preços diferenciados do kWh, consoante a utilização em horas de vazio ou horas fora de vazio. As horas fora do vazio são aquelas onde o consumo de eletricidade é mais caro. Contrariamente, as horas de vazio são aquelas onde o consumo de eletricidade é mais barato. São essencialmente as horas do período noturno e fins-de-semana, visto serem os períodos onde é mais frequente a utilização de grandes eletrodomésticos como máquinas de lavar roupa e loiça, forno, sistemas de aquecimentos, entre outros (EDP, 2015b).

Os meses podem seguir um ciclo semanal com 76 horas de vazio por semana, ou um ciclo diário com 70 horas. No ciclo diário não se faz distinção entre dias de semana ou fim-de-semana e existe sempre 10 horas de vazio por dia. Este ciclo destina-se a pessoas que têm um consumo de eletricidade mais homogéneo durante a semana. Quanto ao ciclo semanal, de segunda a sexta-feira, existem 7 horas de vazio por dia, aos sábados esse valor é de 17 horas e aos domingos corresponde a 24 horas. Assim, este ciclo irá favorecer, em princípio, as pessoas que utilizam com maior intensidade, eletricidade aos fins-de-semana (EDP, 2015b). Nas tabelas que se seguem, apresentam-se as horas de vazio e as horas fora de vazio referentes ao ciclo semanal (Tabela 3.3) e ao ciclo diário (Tabela 3.4), onde se faz a distinção entre horário de inverno e horário de verão.

Tabela 3.3 - Horários referentes ao ciclo semanal (adaptado de EDP, 2015b).

Ciclo semanal 76 horas de vazio por semana						
Horário de inverno			Horário de verão			
	Segunda a Sexta	Sábados	Domingos	Segunda a Sexta	Sábados	Domingos
Horas fora de vazio	07:00 às 24:00	00:00 às 09:30 13:00 às 18:30 22:00 às 24:00		07:00 às 24:00	00:00 às 09:00 14:00 às 20:00 22:00 às 24:00	
Horas de vazio	00:00 às 07:00	09:30 às 13:00 18:30 às 22:00	00:00 às 24:00	00:00 às 07:00	09:00 às 14:00 20:00 às 22:00	00:00 às 24:00

Tabela 3.4 - Horários referentes ao ciclo diário (adaptado de EDP, 2015b).

Ciclo diário 70 horas de vazio por semana		
	Horário de inverno	Horário de verão
Horas fora de vazio	das 08:00 às 22:00	das 08:00 às 22:00
Horas de vazio	das 22:00 às 08:00	das 22:00 às 08:00

Todos os cálculos efetuados para as diferentes amostras, tiveram em conta a informação descrita anteriormente.

3.2.3.2. Preços de sistemas fotovoltaicos

Para o cálculo do período de retorno é necessário considerar um investimento inicial em sistemas fotovoltaicos. Para esse efeito foram utilizados preços de sistemas fotovoltaicos policristalinos de duas empresas: a *FF Solar – Energias Renováveis, Lda.* e a *Critical Kinetics – Energy Consultants*, empresas estas com grande expressão no mercado fotovoltaico nacional. Os preços referentes aos painéis fotovoltaicos de acordo com a sua potência associada, estão apresentados na Tabela 3.5. As potências apresentadas tiveram em conta os produtos de cada empresa, tendo-se verificado que a potência mínima de um painel fotovoltaico comercializado pela empresa *FF Solar* é de 200 Wp e para a *Critical Kinetics* é de 250 Wp. Como a amostra estudada abrange apenas residências, estipulou-se uma potência máxima de 500 Wp para os painéis fotovoltaicos, uma vez que os consumos mínimos verificados, quando atingem valores mais reduzidos, ficam muito distantes da capacidade de produção emitida pelo painel fotovoltaico.

Tabela 3.5 - Preço de sistemas fotovoltaicos de acordo com a empresa e a potência do sistema (adaptado de FF Solar, 2015; Critical Kinetics, 2015).

	Potência do sistema fotovoltaico		
	200 Wp	250 Wp	500 Wp
Preço painel <i>FF Solar</i> (€)	650,00	662,00	1115,00
Preço painel <i>Critical Kinetics</i> (€)	-	470,00	800,00

Para as duas empresas em questão, os preços apresentados não incluem IVA nem a instalação. Para a empresa *FF Solar*, o *kit* é composto pelo(s) painel(eis) fotovoltaicos SOLARWORLD SW 250 poly, micro-inversor(es) SMA SB 240, interface SMA Multigate para ligação ao quadro de casa, estrutura de suporte em alumínio para o telhado, interligação(ões) painel - micro-inversor e, para o caso de o *kit* ser constituído por 2 painéis (potência de 500 Wp), interligação micro-inversor – micro-inversor (*FF Solar*, 2015). Quanto à empresa *Critical Kinetics*, o *kit* inclui módulo(s) REC® ou equivalente, estrutura de fixação com planar em alumínio, inversor Involar MAC 250W/500W ou equivalente, tomada macho para ligação e medidor de energia (*Critical Kinetics*, 2015).

3.2.4. Análise dos dados da amostra

Para determinar a viabilidade de uma instalação fotovoltaica de autoconsumo, é imprescindível conhecer os perfis de consumo diários ao longo do ano, e compará-los com produções fotovoltaicas horárias dentro do dia, para otimizar a potência da instalação produtora. O fator que mais influencia tal comportamento é o consumo referente à climatização (*Encinas et al.*, 2014). Segundo *Widén* (2014), os consumos diários tendem a variar muito entre residências devido às diferenças de equipamentos e hábitos.

Uma vez que os resultados vão depender muito particularmente dos cenários de consumo, a simulação utiliza o perfil de consumo de uma amostra de 26 famílias, que foram posteriormente reduzidas a 19. As casas sobre as quais incide o estudo para a realização desta dissertação são moradias em banda (também designadas geminadas, em que há partilha de pelo menos duas paredes), semi geminadas (em que duas moradias estão ligadas por uma parede partilhada) ou isoladas. Os dados do consumo de eletricidade da amostra utilizada, foram obtidos da base de dados da EDP Distribuição S.A. no âmbito do projeto europeu INSMART – Integrative Smart City Planning. No seu projeto INOVGRID, a EDP Distribuição já instalou desde 2010 cerca de 35 000 contadores com registos de eletricidade de 15 em 15 minutos. Para além dessa informação, também se teve acesso à potência instalada e ao tipo de tarifa de eletricidade provenientes dos registos da EDP Distribuição e da área das habitações e tipo de agregado familiar de cada moradia, obtidos através de um inquérito porta a porta feito em 2014 pela equipa do projeto INSMART (Tabela 3.6).

Tabela 3.6 - Características associadas a cada moradia.

Moradia	Potência instalada (kVA)	Tipo de tarifa	Tipo de casa	Area (m²)	Agregado familiar
1	6,90	Bi-horária diária	Semi geminadas	100	3
2	6,90	Bi-horária semanal	Semi geminadas	100	4
3	3,45	Simples	Semi geminadas	100	2
4	6,90	Bi-horária semanal	Semi geminadas	100	3
5	6,90	Simples	Geminadas ou em banda	93	2
6	6,90	Simples	Semi geminadas	124	3
9	6,90	Simples	Semi geminadas	100	4
11	6,90	Simples	Semi geminadas	110	2
12	3,45	Bi-horária diária	Geminadas ou em banda	84	4
13	6,90	Bi-horária semanal	Semi geminadas	138	4
14	4,60	Simples	Semi geminadas	110	2
16	6,90	Simples	Semi geminadas	102	4
17	6,90	Bi-horária semanal	Geminadas ou em banda	37	3
20	10,35	Simples	Geminadas ou em banda	125	3
21	6,90	Simples	Geminadas ou em banda	200	4
22	6,90	Bi-horária diária	Geminadas ou em banda	200	4
23	6,90	Simples	Isolada	180	4
25	6,90	Bi-horária diária	Semi geminadas	138	3
26	6,90	Simples	Isolada	110	3

Inicialmente teve-se acesso a uma amostra de dados para 26 moradias, mas depois de feita uma primeira análise aos dados, decidiu-se reduzir a amostra para 19, devido à percentagem de registos de eletricidade em falta ser elevada (superior a 50%) nalguns casos. Numa segunda fase, para os dados do consumo de eletricidade da amostra final, foram efetuados os passos descritos na Figura 3.4.

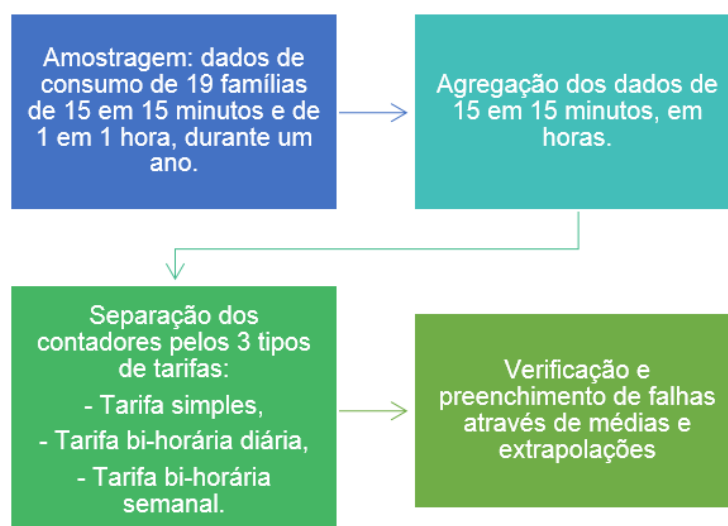


Figura 3.4 – Passos efetuados para os dados de consumo.

Em primeiro lugar, os dados foram agregados em horas de forma a ficarem todos semelhantes, ou seja, consumos por hora. Quando se verificaram falhas nos registos diários, foram efetuadas extrapolações. Estas falhas têm a ver com problemas nas ligações GPRS que transmitem os dados dos contadores, ou são mesmo falhas nos contadores, em especial nas primeiras versões que foram instaladas. Para os dados do mês de setembro foi utilizada a seguinte equação:

$$\text{Dados de setembro} = \frac{\text{Dados de agosto} + 2 * \text{Dados de outubro}}{3}$$

Não foi efetuada uma média entre os dados do mês de agosto e os dados do mês de outubro porque agosto é um mês de férias, logo foi considerado 1/3 dos dados de agosto e 2/3 dos dados de outubro. De seguida, consoante os vários tipos de tarifas de eletricidade, procedeu-se da forma descrita na Figura 3.5.

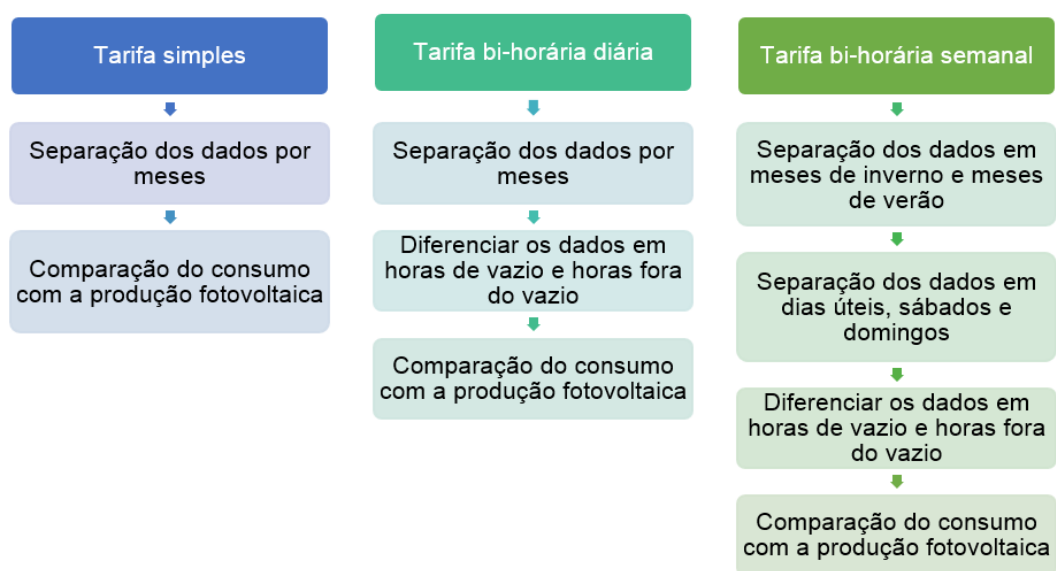


Figura 3.5 – Procedimento efetuado para cada tipo de tarifa.

Depois dos dados do consumo tratados consoante cada tipo de tarifa e de uma comparação prévia com os dados relativos à produção fotovoltaica, procedeu-se ao cálculo dos parâmetros apresentados na Figura 3.6, para as 19 moradias.

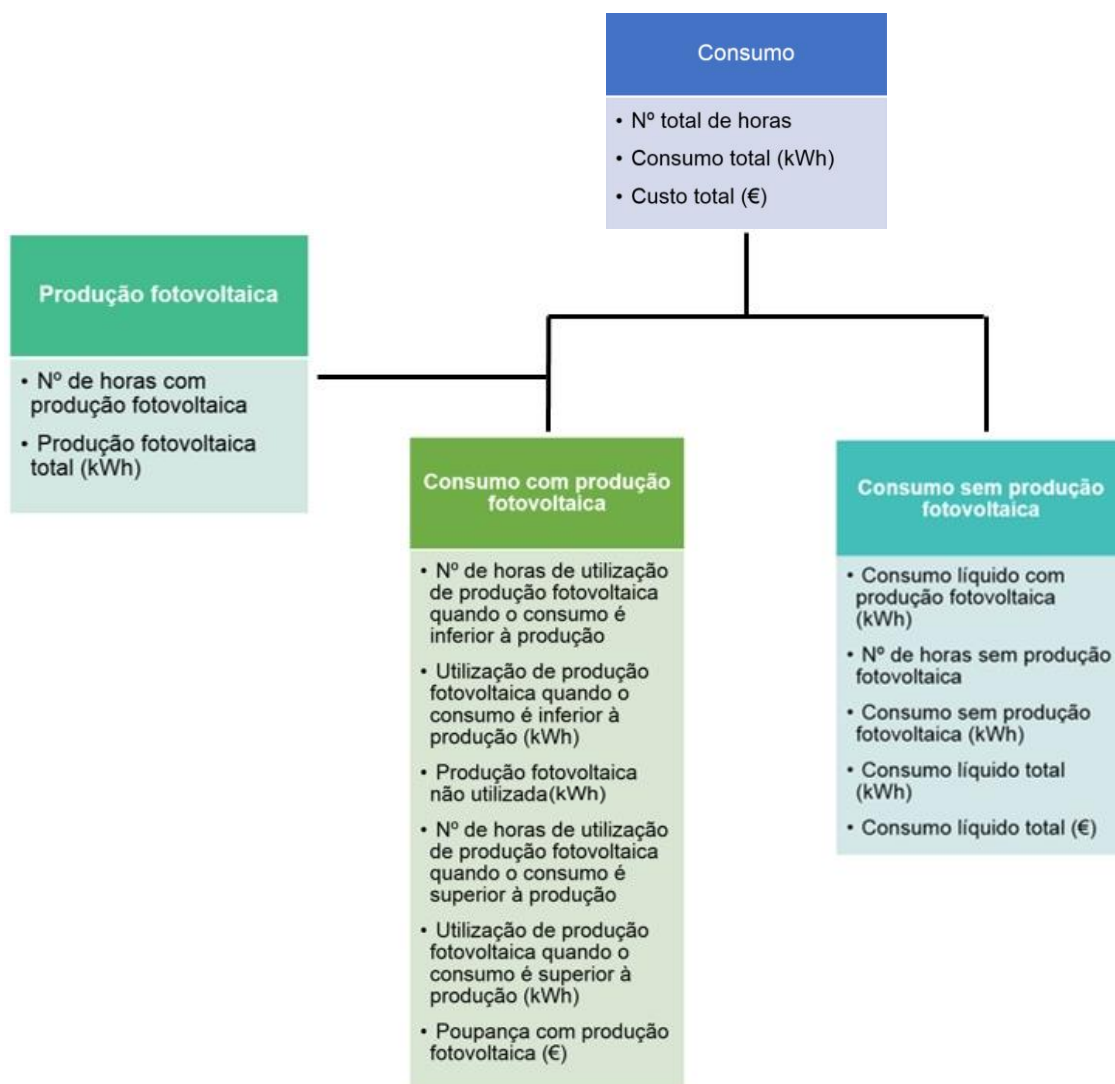


Figura 3.6 – Parâmetros calculados para cada moradia.

Todos estes parâmetros foram calculados para as 19 moradias e para as diferentes potências de painéis fotovoltaicos, ou seja, de 200 Wp, 250 Wp e 500 Wp. Todo este processo terminou com o cálculo do período de retorno do investimento na instalação do sistema produtor de energia elétrica, a preços de mercado.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1. Caso de estudo: Monte de Caparica

Como já foi referido anteriormente, para este estudo apenas foram tidos em conta os valores mínimos de consumo identificados para cada moradia e apartamento da área de estudo no Monte de Caparica. Estes consumos estão apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Consumos mínimos registados para as moradias e os apartamentos em estudo.

Moradias	Consumo (Wh)	Apartamentos	Consumo (Wh)
Moradia 1	420,000	Apartamento 1	46,512
Moradia 2	73,469	Apartamento 2	60,000
Moradia 3	1043,478	Apartamento 3	260,870
Moradia 4	196,721	Apartamento 4	39,130
Moradia 5	90,909	Apartamento 5	157,895
Moradia 6	900,000	Apartamento 6	48,000
Moradia 7	37,075	Apartamento 7	138,462
Moradia 8	180,000	Apartamento 8	46,154
Moradia 9	259,740	Apartamento 9	166,667
Moradia 10	173,913	Apartamento 10	20,000
Moradia 11	412,500	Apartamento 11	204,000
Moradia 12	213,333	Apartamento 12	169,014
Moradia 13	187,500	Apartamento 13	16,134
Moradia 14	60,000	Apartamento 14	260,870
Moradia 15	90,000	Apartamento 15	17,045
Moradia 16	30,508	Apartamento 16	74,074
Moradia 17	360,000	Apartamento 17	171,429
Moradia 18	272,000	Apartamento 18	66,667
Moradia 19	272,727	Apartamento 19	21,505
Moradia 20	106,667	Apartamento 20	71,429
Moradia 21	48,913	Apartamento 21	333,333
Moradia 22	230,769	Apartamento 22	83,916
Moradia 23	156,250	Apartamento 23	110,092
Moradia 24	360,000	Apartamento 24	1000,000
Moradia 25	57,143	Apartamento 25	240,000
Moradia 26	171,429		
Moradia 27	150,000		
Moradia 28	174,545		
Moradia 29	125,984		
Moradia 30	165,899		

Com base nestes consumos mínimos, foi atribuído a cada moradia e apartamento, um painel fotovoltaico com a potência adequada a cada situação, com uma incerteza muito superior à análise efetuada anteriormente para a cidade de Évora. Assim, na Tabela 4.2 apresenta-se a distribuição das 30 moradias e dos 25 apartamentos, pelas diferentes potências que à partida deveriam ter os painéis fotovoltaicos com base na potência mínima que foi medida durante as horas em que as pessoas não estariam em casa. Para esta distribuição foram tidos em conta os rendimentos após inversor para cada potência do painel fotovoltaico, com perdas à volta dos 20%.

Tabela 4.2 - Resultados para as moradias e os apartamentos em estudo.

Consumo (Wh)	Potência do painel (Wp)	Moradia	Apartamento
≤ 165	Sem painel	2	1
		5	2
		7	4
		14	5
		15	6
		16	7
		20	8
		21	10
		23	13
		25	15
			16
			18
			19
			20
			22
			23
> 165 e ≤ 205	200	4	9
		8	11
		10	12
		13	17
		26	
> 205 e ≤ 245	250	12	25
		22	
> 250 e ≤ 285	300	9	3
		18	14
		19	
> 285 e ≤ 325	350	-	-
> 325 e ≤ 410	400	17	21
		24	
> 410	500	1	24
		3	
		6	
		11	

Este estudo tem associada uma incerteza bastante elevada. O facto de terem sido realizadas várias medições ao mesmo contador em dias diferentes, o consumo final registado pode não corresponder à realidade. De notar, que é uma zona residencial bastante frequentada por estudantes, visto se situar perto do *Campus* da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, e muitas casas são-lhes arrendadas. Este facto vai influenciar bastante os dados do consumo, uma vez que estes dependem dos horários dos estudantes, dos seus hábitos e de quantas pessoas estão na moradia/apartamento, que diferem consoante os dias da semana.

4.2. Caso de estudo: Évora

4.2.1. Tratamento dos dados e resultados gerais obtidos

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é relativamente complexo, uma vez que existem vários fatores a ter em conta. Para soluções fotovoltaicas a funcionar em sistema autónomo, a primeira etapa realizada foi tratar os dados relativos ao consumo de cada moradia para posteriormente serem comparados com a produção fotovoltaica calculada para a cidade de Évora. Na Tabela 4.3, tem-se o consumo de eletricidade total anual calculado para cada uma das 19 famílias estudadas em 2014, assim como os gastos associados a esse consumo, consoante o tipo de tarifa e a potência contratada. O consumo total em kWh foi calculado com base nos dados fornecidos pelos contadores inteligentes da EDP e o custo total em euros calculou-se com base no consumo total em kWh e nas tarifas praticadas pela ERSE no ano de 2014.

Tabela 4.3 - Características das moradias e consumos obtidos.

Moradia	Consumo total (kWh)	Custo total (€)	Potência instalada (kVA)	Tipo de tarifa	Agregado familiar	Area (m ²)
1	4052,299	631,23	6,90	Bi-horária diária	3	100
2	2121,753	304,38	6,90	Bi-horária semanal	4	100
3	3245,971	495,98	3,45	Simples	2	100
4	3933,156	562,05	6,90	Bi-horária semanal	3	100
5	3781,876	577,87	6,90	Simples	2	93
6	6176,709	943,80	6,90	Simples	3	124
9	7632,066	1166,18	6,90	Simples	4	100
11	2092,742	319,77	6,90	Simples	2	110
12	6496,822	960,27	3,45	Bi-horária diária	4	84
13	4371,500	640,72	6,90	Bi-horária semanal	4	138
14	3574,895	546,24	4,60	Simples	2	110
16	4009,612	612,67	6,90	Simples	4	102
17	3121,109	468,73	6,90	Bi-horária semanal	3	37
20	7390,372	1140,33	10,35	Simples	3	125
21	2408,749	368,06	6,90	Simples	4	200
22	6494,769	962,02	6,90	Bi-horária diária	4	200
23	1888,484	288,56	6,90	Simples	4	180
25	4050,374	560,38	6,90	Bi-horária diária	3	138
26	4088,329	624,70	6,90	Simples	3	110

Verifica-se que quanto mais elevado é o consumo, maior é o gasto que as famílias têm ao fim de um ano, como seria de esperar, uma vez que esta variável integra o que é despendido no consumo total de eletricidade. Este facto apenas não se observa para a moradia 2, 4, 25, 26 e 12 uma vez que todas elas com exceção da moradia 26, possuem tarifa bi-horária diária ou semanal, tirando benefício das horas de vazio em que o preço de eletricidade é menor. Assim, para um maior consumo de eletricidade, apresentam gastos menores.

Foram realizadas duas regressões lineares de forma a verificar se certas variáveis estavam relacionadas entre si. Primeiramente efetuou-se a regressão linear entre o consumo total de cada família e a área da moradia, onde se verificou que as mesmas não se relacionam uma com a outra, sendo estas variáveis independentes. O mesmo resultado foi verificado para a regressão linear entre o consumo total de cada família e o respetivo agregado familiar. Esta situação pode ser observada entre a moradia 23 e a moradia 9, em que ambas têm o mesmo agregado familiar, mas enquanto a família da moradia 23 possui o menor consumo total calculado, a família da moradia 9 tem o maior consumo total calculado. Quanto à área por metro quadrado, a moradia 2 e a moradia 9 possuem a mesma área (100 m²) e a mesma dimensão de agregado familiar (4), mas no entanto têm consumos bastante diferentes (uma diferença de aproximadamente 5 500 kWh/ano).

Traçar o perfil de consumo é de extrema importância para um dimensionamento adequado de um sistema fotovoltaico, de forma a que a eletricidade produzida coincida com o consumo. Se coincidir, grande parte da energia produzida vai ser diretamente consumida. Como temos acesso a dados de uma em uma hora durante o ano de 2014, foi possível obter um gráfico com o consumo de um dia médio para cada moradia. A título explicativo, é apresentado na Figura 4.1, o perfil da moradia 6.

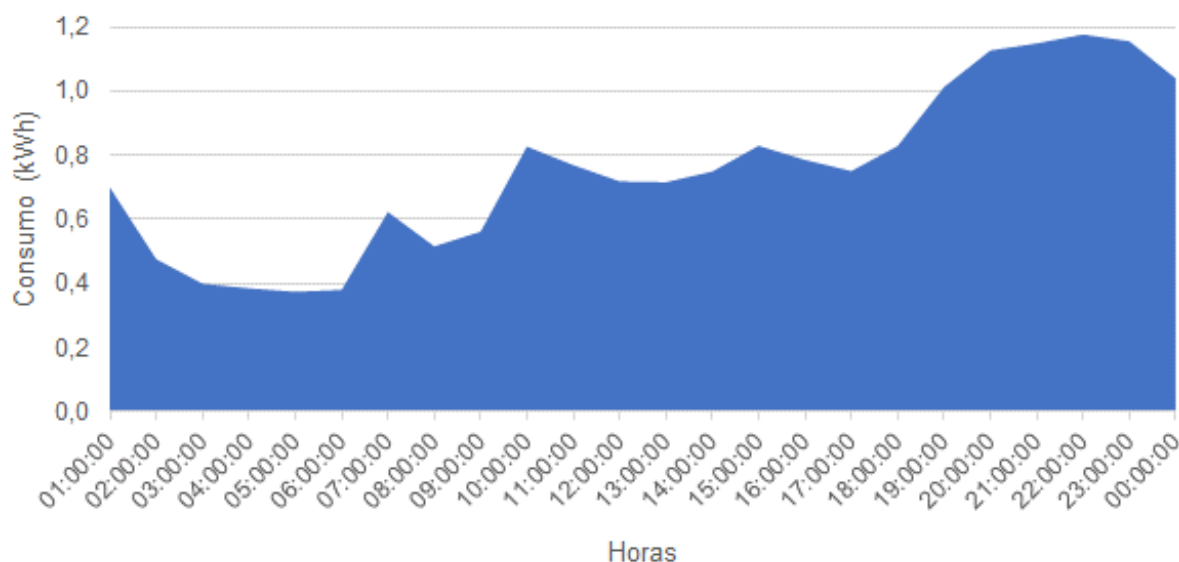


Figura 4.1 – Consumo de um dia médio de energia elétrica, para a moradia 6.

É notório um pico por volta das sete horas da manhã, que muito provavelmente corresponde aos dias de semana em que esta família acorda para ir trabalhar; e outro pico por volta das dez horas da manhã, que possivelmente corresponde aos fins-de-semana em que a família começa o seu dia mais tarde. Um maior consumo de eletricidade é verificado a partir das 20 horas, em que certamente todos os elementos do agregado familiar estarão em casa, começando a diminuir por volta das 23 horas. Para uma melhor análise, separou-se os dados de consumo em dias úteis e em fins-de-semana para a moradia 6 e 12, caracterizados pelos gráficos da Figura 4.2 e da Figura 4.3, respetivamente.

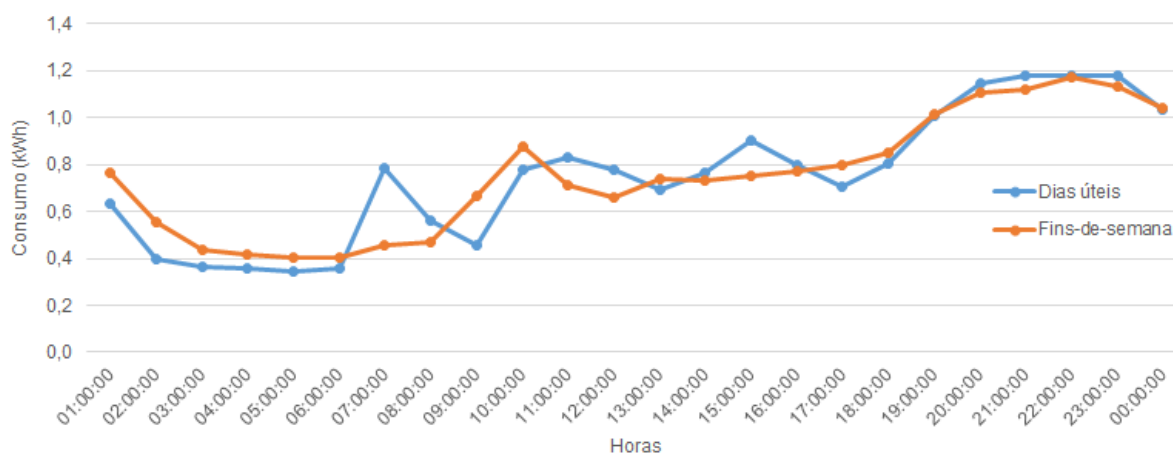


Figura 4.2 - Consumo de energia elétrica para a moradia 6, em dias úteis e em fins-de-semana.

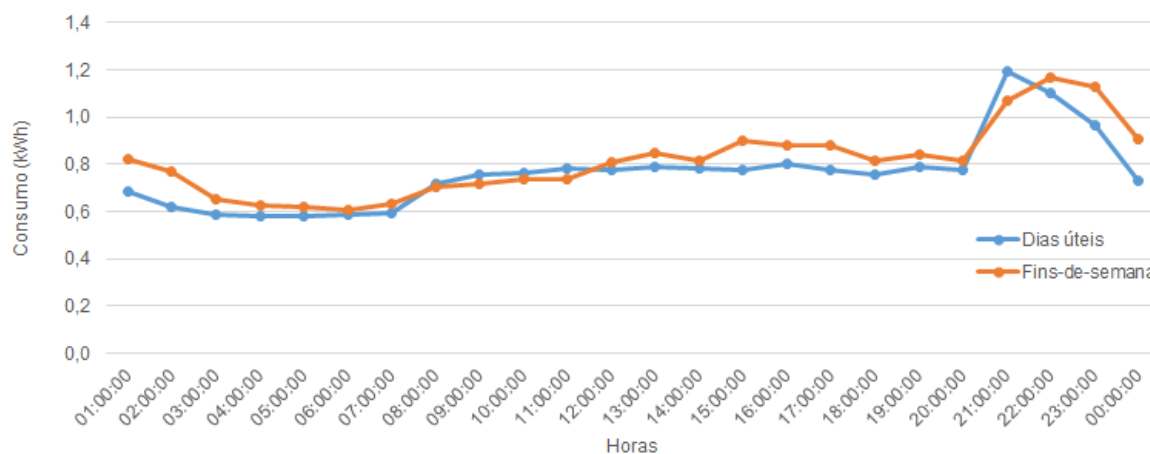


Figura 4.3 - Consumo de energia elétrica para a moradia 12, em dias úteis e em fins-de-semana.

Pela observação dos gráficos, é de notar que há diferentes comportamentos relativamente aos consumos para as duas famílias. A família da moradia 6, apresenta picos diferentes de consumo para dias úteis comparativamente aos fins-de-semana, exceto entre as 18 horas e as 6 horas em que mantém praticamente os mesmos comportamentos. Quanto à família da moradia 12, mantém praticamente igual o seu consumo, quer nos dias úteis que aos fins-de-semana.

Aproveitando os dados de consumo da moradia 6, é possível traçar o perfil de consumo dos dias úteis para as diferentes épocas do ano, ou seja, em meses de verão e meses de inverno, assim como para os dados referentes aos fins-de-semana, como se apresenta na Figura 4.4 e Figura 4.5.

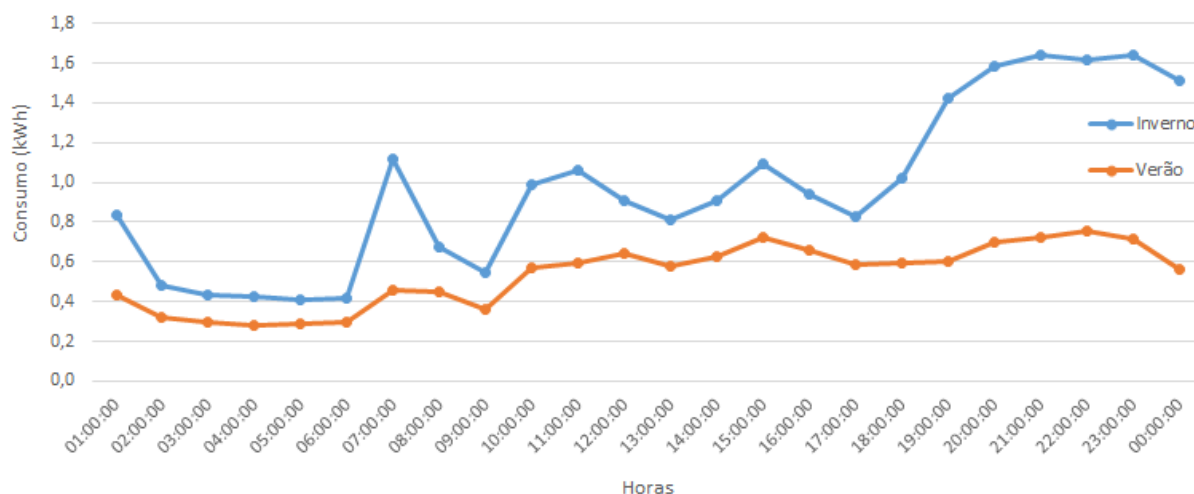


Figura 4.4 - Consumo médio dos dias úteis no inverno e no verão, para a moradia 6.

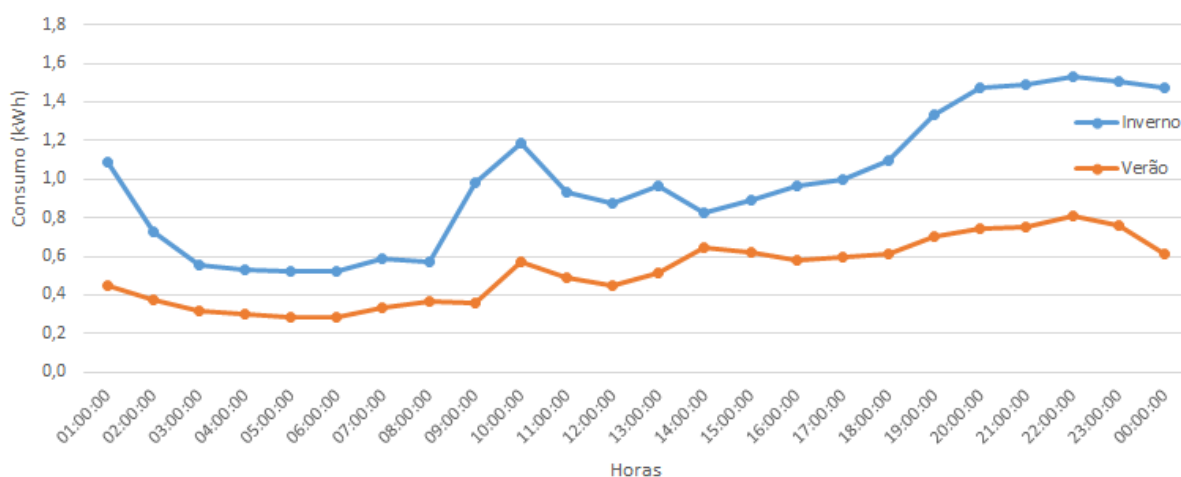


Figura 4.5 - Consumo médio dos fins-de-semana no inverno e no verão, para a moradia 6.

Da observação dos dois gráficos, é possível concluir que é no inverno que se tem os maiores consumos de eletricidade, deve-se provavelmente, ao uso de aparelhos elétricos de aquecimento (por exemplo, radiadores a óleo). Outro facto interessante, é o pico das sete horas se verificar nos dias úteis apenas de inverno. Quanto à altura de verão, verifica-se um comportamento muito semelhante tanto nos dias úteis como nos fins-de-semana. Comportamentos de consumo completamente distintos para as diferentes épocas do ano, verificam-se na família da moradia 17, como demonstram os gráficos das figuras que se seguem.

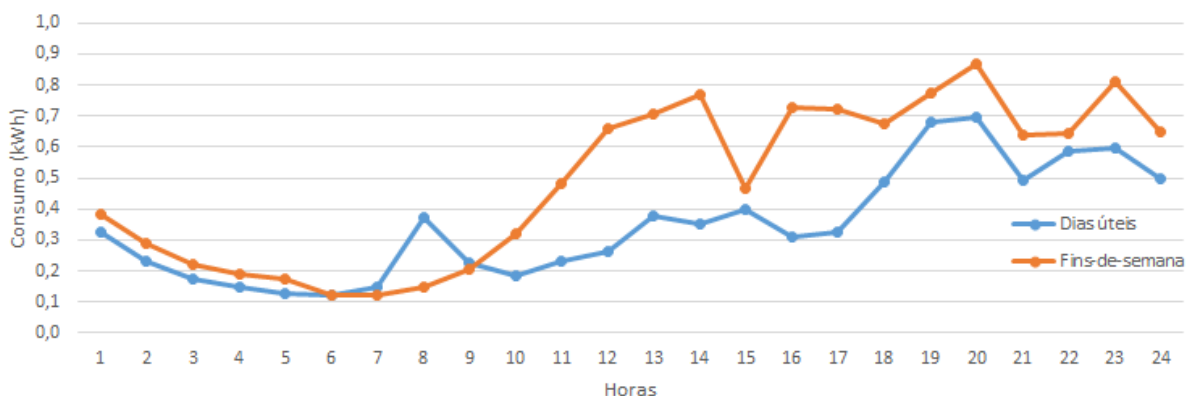


Figura 4.6 - Consumo médio em dias úteis e fins-de-semana no inverno, para a moradia 17.

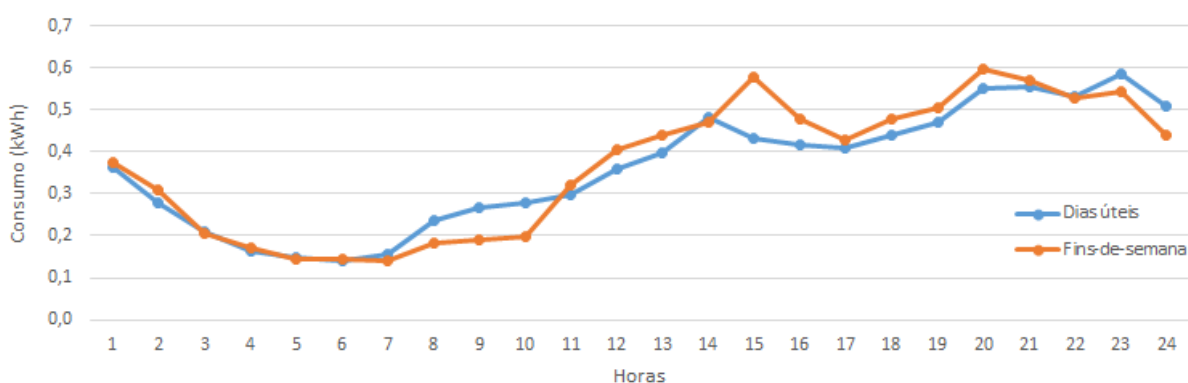


Figura 4.7 - Consumo médio em dias úteis e fins-de-semana no verão, para a moradia 17.

No verão, Figura 4.7, o comportamento da família tanto nos dias úteis como nos fins-de-semana, mantém perfis muito semelhantes, ao contrário do que se verifica na Figura 4.6, relativamente ao inverno. Os fins-de-semana, para além de terem consumos mais elevados, os picos de consumo são diferentes em comparação com os dias úteis.

Com esta análise de perfis de consumo de algumas moradias, foi possível confirmar que as famílias possuem comportamentos distintos umas das outras, havendo diferenças tanto nos meses de inverno e verão, como em dias úteis e fins-de-semana. Para esta análise foi também calculado o consumo médio para cada mês, utilizando os consumos das 19 famílias (Figura 4.8).

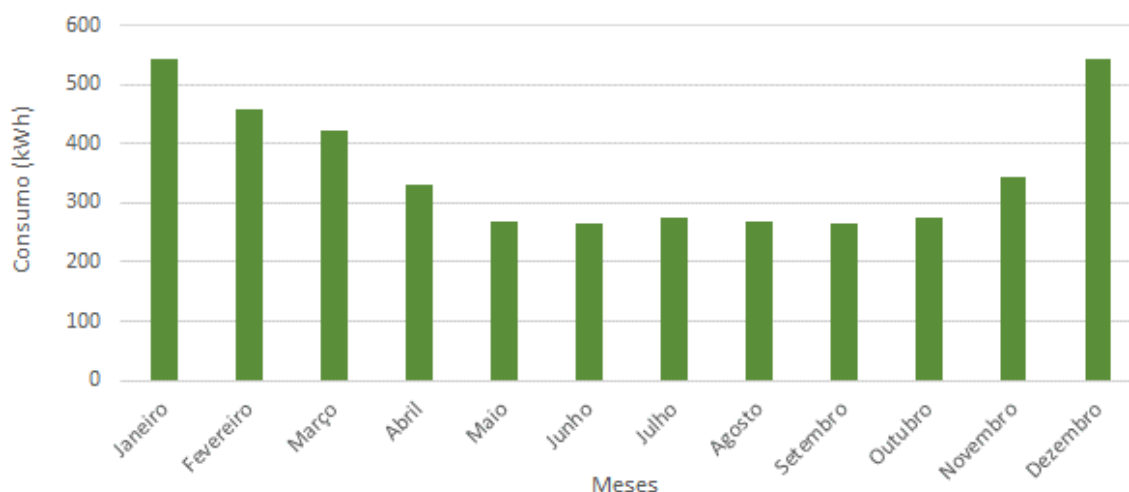


Figura 4.8 - Média dos consumos das 19 moradias para cada mês do ano.

Como já era de esperar pela análise dos gráficos anteriores, os meses referentes à época de inverno, principalmente, janeiro e dezembro (meses mais frios), são os que apresentam um maior consumo por parte das famílias estudadas. Contrariamente, a produção fotovoltaica é maior nos meses de verão (finais de março a finais de outubro) uma vez que é nestes meses que a energia incidente nos painéis fotovoltaicos é maior. Este facto também é justificado pela quantidade de horas de Sol a que os painéis são expostos. São notáveis as diferenças sazonais existentes no período de verão e de inverno, quando se observa o gráfico da Figura 4.9 referente à produção fotovoltaica para a cidade de Évora.

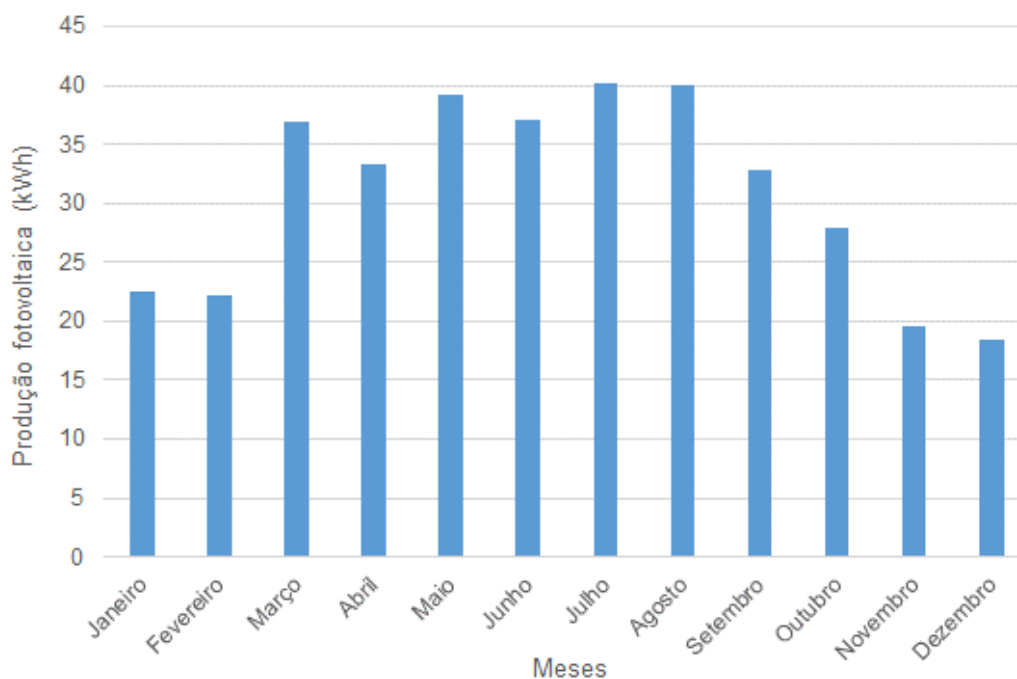


Figura 4.9 – Eletricidade teórica produzida por um painel fotovoltaico de 200 Wp, para a região de Évora.

Perceber o comportamento das famílias através dos perfis de consumo, é importante para o dimensionamento dos painéis fotovoltaicos, para haver o menor desperdício possível de energia produzida e porque nem sempre há consumo na habitação quando há produção fotovoltaica. Desta forma, foram calculados vários parâmetros com base nos dados de consumo de eletricidade de cada uma das 19 famílias e com base nos valores de produção fotovoltaica gerados pelo *PVWatts Calculator*. Estes parâmetros, que estão apresentados nas tabelas que se seguem, foram efetuados para todas as famílias e para as três potências diferentes de painéis fotovoltaicos: 200 Wp (Tabela 4.4), 250 Wp e 500 Wp (Tabela 4.5). Como já foi referido anteriormente, para o cálculo destes parâmetros, teve que se ter em conta a tarifa e a potência contratada de eletricidade que cada família possui. Estas duas variáveis, vão influenciar os preços de eletricidade (que por este facto não constam nas tabelas apresentadas a seguir) e consequentemente as poupanças e os gastos de eletricidade que cada família tem ao longo do ano, com a instalação de um painel fotovoltaico.

Tabela 4.4 - Resultados obtidos para um sistema fotovoltaico de 200 Wp, na moradia 12.

Sistema fotovoltaico de 200 Wp																	
	Nº total de horas	Consumo Total (kWh)	Custo Total (€)	Preço eletricidade 2014 (€/kWh)	Nº de horas com produção fotovoltaica	Produção fotovoltaica total (kWh)	Nº de horas de utilização de produção fotovoltaica quando consumo < produção	Utilização de produção fotovoltaica quando consumo < produção (kWh)	Produção fotovoltaica não utilizada (kWh)	Nº de horas de utilização de produção fotovoltaica quando consumo > produção	Utilização de produção fotovoltaica quando consumo > produção (kWh)	Poupança com produção fotovoltaica (€)	Consumo líquido com produção fotovoltaica (kWh)	Nº de horas sem produção fotovoltaica	Consumo sem produção fotovoltaica (kWh)	Consumo líquido total (kWh)	Consumo líquido total (€)
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	l	m	n	o	p	q	r
	a = e + o	b = h + i + n + p	c = b * d		e = g + j	f = h + i + l	g = e - j	h = f - (i + l)	i = f - (h + l)	j = e - g	l = f - (h + i)	m = (h + i) * d	n = b - p - f + i	o = a - e	p = b - n - f + i	q = n + p	r = q * d
Janeiro	744	868,854	126,52		297	18,068	1	0,010	0,054	296	18,004	3,22	327,973	447	522,867	850,840	123,30
Fevereiro	672	761,292	111,32		290	17,769	1	0,009	0,091	289	17,669	3,15	310,632	382	432,982	743,614	108,17
Março	744	834,803	121,77		367	29,481	0	0	0	367	29,481	5,24	383,338	377	421,984	805,321	116,53
Abril	720	794,892	115,57		390	26,637	0	0	0	390	26,637	4,75	405,140	330	363,115	768,255	110,83
Maio	744	358,842	53,45		431	31,286	1	0,017	0,048	430	31,221	5,55	186,688	313	140,916	327,604	47,90
Junho	720	309,674	47,08		444	29,648	0	0	0	444	29,648	5,26	181,082	276	98,944	280,026	41,81
Julho	744	391,236	60,21		448	32,195	0	0	0	448	32,195	5,72	233,309	296	125,732	359,041	54,49
Agosto	744	343,325	52,45		409	32,053	0	0	0	409	32,053	5,71	170,129	335	141,143	311,272	46,74
Setembro	720	417,796	62,08		375	26,271	0	0	0	375	26,271	4,69	190,354	345	201,172	391,526	57,39
Outubro	744	470,161	69,21		340	22,365	0	0	0	340	22,365	3,99	186,866	404	260,930	447,796	65,22
Novembro	720	328,761	49,63		292	15,709	0	0	0	292	15,709	2,80	113,626	428	199,426	313,052	46,83
Dezembro	744	617,186	90,98		279	14,802	1	0,023	0,043	278	14,735	2,63	222,209	465	380,219	602,428	88,35
TOTAL	8760	6496,822	960,27		4362	296,283	4	0,059	0,236	4358	295,988	52,71	2911,346	4398	3289,429	6200,775	907,56

Tabela 4.5 - Resultados obtidos para um sistema fotovoltaico de 500 Wp, na moradia 12.

Sistema fotovoltaico de 500 Wp																	
	Nº total de horas	Consumo Total (kWh)	Custo Total (€)	Preço eletricidade 2014 (€/kWh)	Nº de horas com produção fotovoltaica	Produção fotovoltaica total (kWh)	Nº de horas de utilização de produção fotovoltaica quando consumo < produção	Utilização de produção fotovoltaica quando consumo < produção (kWh)	Produção fotovoltaica não utilizada (kWh)	Nº de horas de utilização de produção fotovoltaica quando consumo > produção	Utilização de produção fotovoltaica quando consumo > produção (kWh)	Poupança com produção fotovoltaica (€)	Consumo líquido com produção fotovoltaica (kWh)	Nº de horas sem produção fotovoltaica	Consumo sem produção fotovoltaica (kWh)	Consumo líquido total (kWh)	Consumo líquido total (€)
	a	b	c	d	e	f	g	h	i	j	l	m	n	o	p	q	r
	a = e + o	b = h + l + n + p	c = b * d		e = g + j	f = h + i + l	g = e - j	h = f - (i + l)	i = f - (h + l)	j = e - g	l = f - (h + i)	m = (h + l) * d	n = b - p - f + i	o = a - e	p = b - n - f + i	q = n + p	r = q * d
Janeiro	744	868,854	126,52		297	45,170	1	0,010	0,151	296	45,009	8,04	300,968	447	522,867	823,835	118,48
Fevereiro	672	761,292	111,32		290	44,423	1	0,009	0,241	289	44,173	7,88	284,128	382	432,982	717,110	103,44
Março	744	834,803	121,77		367	73,703	1	0,329	0,068	366	73,306	13,08	339,184	377	421,984	761,168	108,69
Abril	720	794,892	115,57		390	66,593	0	0	0	390	66,593	11,86	365,184	330	363,115	728,299	103,71
Maio	744	358,842	53,45		431	78,214	19	5,690	0,687	412	71,837	13,77	140,399	313	140,916	281,315	39,68
Junho	720	309,674	47,08		444	74,121	12	3,477	0,323	432	70,321	13,10	136,932	276	98,944	235,876	33,97
Julho	744	391,236	60,21		448	80,488	4	1,134	0,110	444	79,244	14,29	185,126	296	125,732	310,858	45,92
Agosto	744	343,325	52,45		409	80,132	3	0,920	0,153	406	79,060	14,24	122,202	335	141,143	263,345	38,21
Setembro	720	417,796	62,08		375	65,676	2	0,621	0,075	373	64,980	11,70	151,023	345	201,172	352,195	50,37
Outubro	744	470,161	69,21		340	55,912	2	0,493	0,062	338	55,368	9,97	153,370	404	260,930	414,300	59,24
Novembro	720	328,761	49,63		292	39,272	8	1,930	0,180	284	37,161	6,97	90,244	428	199,426	289,670	42,66
Dezembro	744	617,186	90,98		279	37,004	1	0,023	0,142	278	36,638	6,58	200,106	465	380,219	580,325	84,40
TOTAL	8760	6496,822	960,27		4362	740,709	54	14,636	2,182	4308	723,891	131,50	2468,866	4398	3289,429	5758,295	828,77

Numa primeira análise, constata-se que para um mesmo consumo, mas para duas potências distintas de sistemas fotovoltaicos, identificam-se nomeadamente diferenças substanciais no que diz respeito à poupança e aos gastos, por exemplo. A análise destas tabelas vai ser realizada mais à frente e de forma individual para cada moradia.

Após os cálculos das três tabelas, ou seja, uma para cada potência do painel, e de modo a verificar qual o painel adequado a cada situação tendo por base o conceito de autoconsumo, foi calculado o período de retorno do investimento. Este período de retorno teve por base os seguintes parâmetros:

- Consumo evitado com a instalação do painel fotovoltaico, ou seja, a soma da produção de energia fotovoltaica utilizada, para as várias potências do painel (coluna h e l das Tabelas 4.4 e 4.5 para tarifa simples; quanto à tarifa bi-horária, é necessário separar o consumo evitado nas horas de vazio e nas horas fora do vazio);
- Os preços praticados no mercado de eletricidade pela ERSE para as diferentes tarifas e potências contratadas (Tabela 3.1);
- Média do aumento dos preços de eletricidade entre os anos 2010 e 2015 (Tabela 3.2);
- Preço de investimento dos painéis fotovoltaicos (Tabela 3.5).

A Tabela 4.6 demonstra um exemplo dos vários períodos de retorno do investimento para a moradia 12, para as várias potências e preços de painéis fotovoltaicos. Para estes cálculos, teve-se por base sempre o mesmo consumo ao longo dos anos, ou seja, o consumo das famílias no ano de 2014. Quanto à eletricidade, foi feita uma estimativa dos preços com base numa percentagem média de aumento, nos anos a partir de 2016, do qual ainda não é possível obter o valor dos preços praticados no mercado. Houve algumas limitações no cálculo do período de retorno do investimento, uma vez que não se teve em conta a taxa de atualização nem foi quantificado o risco associado ao investidor. Mais uma vez, a análise do período de retorno, vai ser efetuada posteriormente e individualmente para cada moradia.

Tabela 4.6 - Período de retorno do investimento, para a moradia 12.

Período de retorno do investimento																		
	200 Wp			250 Wp						500 Wp								
	Painel FF Solar			Painel FF Solar			Painel Critical Kinetics			Painel FF Solar			Painel Critical Kinetics					
	Fluxo de caixa	Retorno	Acumulado	Fluxo de caixa	Retorno	Acumulado	Fluxo de caixa	Retorno	Acumulado	Fluxo de caixa	Retorno	Acumulado	Fluxo de caixa	Retorno	Acumulado			
Ano 0	-650,00	52,71	-597,29	-662,00	65,89	-596,11	-470,00	65,89	-404,11	-1115,00	131,50	-983,50	-800,00	131,50	-668,50			
Ano 1		54,72	-542,57		68,40	-527,71		68,40	-335,71		136,51	-847,00		136,51	-532,00			
Ano 2		58,06	-484,51		72,57	-455,14		72,57	-263,14		144,83	-702,16		144,83	-387,16			
Ano 3		61,60	-422,91		77,00	-378,15		77,00	-186,15		153,66	-548,50		153,66	-233,50			
Ano 4		65,36	-357,56		81,69	-296,46		81,69	-104,46		163,04	-385,46		163,04	-70,46			
Ano 5		69,34	-288,21		86,67	-209,79		86,67	-17,79		172,98	-212,48		172,98	102,52			
Ano 6		73,57	-214,64		91,96	-117,83		91,96	74,17		183,53	-28,95						
Ano 7		78,06	-136,59		97,57	-20,26					194,72	165,77						
Ano 8		82,82	-53,77		103,52	83,26												
Ano 9		87,87	34,10															

4.2.2. Resultados específicos

Apresentam-se em seguida, os resultados específicos obtidos no estudo realizado para a cidade de Évora, de forma individual. As moradias foram divididas por tarifas e ordenadas de forma crescente em relação ao agregado familiar e à área, para uma melhor comparação entre elas.

Tarifa simples

Tabela 4.7 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 5.

Moradia 5				
Caracterização		Resultados anuais		
Agregado familiar	2	Consumo total (kWh)	3782	
Área (m²)	93	Custo total (€)	578	
Tipo de tarifa	Simple	Potência do painel escolhida (Wp)	500	
Potência instalada (kVA)	6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	720	
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	108	
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i>	1115
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i>	8
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	6

Relativamente à moradia 5 (Tabela 4.7), há poucas diferenças na percentagem de energia fotovoltaica produzida que é aproveitada, que ronda perto dos 100% (para o painel de 200 Wp é de 99,97%, para o painel de 250 Wp é de 99,96%, e para o de 500 Wp é de 97,16%). Como critério de escolha para a potência adequada, teve-se em conta a poupança de eletricidade e o período de retorno do investimento. Quanto maior a poupança, menor o período de retorno, portanto a potência escolhida foi a de 500 Wp uma vez que representa uma poupança de 19% do custo total de eletricidade (em comparação com os 10% verificados para a potência de 250 Wp) e um período de retorno inferior. Para a mesma empresa, os painéis de 500 Wp mesmo sendo mais caros, apresentam um período de retorno 1 ano inferior aos painéis de 250 Wp, sendo mais compensatórios. Como com um painel de 500 Wp praticamente toda a energia fotovoltaica é consumida, seria interessante para esta moradia, um estudo com um valor de potência mais elevado, facto que no entanto não foi avaliado neste estudo.

Tabela 4.8 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 3.

Moradia 3				
Caracterização		Resultados anuais		
Agregado familiar	2	Consumo total (kWh)	3246	
Área (m²)	100	Custo total (€)	496	
Tipo de tarifa	Simple	Potência do painel escolhida (Wp)	500	
Potência instalada (kVA)	3,45	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	666	
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	102	
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i>	1115
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i>	9
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	6

Na moradia 3 (Tabela 4.8), com um painel fotovoltaico de 500 Wp é possível obter uma poupança de 21% relativamente ao consumo total de eletricidade, e há um aproveitamento de 90% da energia fotovoltaica produzida. Quanto ao período de retorno, com o painel da *FF Solar* é ao fim de nove anos já com um lucro de 119€, o que significa que o período de retorno do investimento ronda os 8 anos e poucos meses. Com o painel da *Critical Kinetics*, o período decresce para 6 anos com um lucro de 8€. No entanto, o painel de 250 Wp também é uma boa opção por representar períodos de retorno do investimento de 7 e 9 anos (*Critical Kinetics* e *FF Solar*, respetivamente) e haver um aproveitamento de 99% da energia fotovoltaica produzida. O único senão, é o facto de a poupança apenas rondar os 11% do custo total, ou seja, metade da poupança do painel de 500 Wp.

Tabela 4.9 - Características e principais resultados obtidos para a moradia 14.

Moradia 14				
Caracterização		Resultados anuais		
Agregado familiar	2	Consumo total (kWh)	3575	
Área (m²)	110	Custo total (€)	546	
Tipo de tarifa	Simple	Potência do painel escolhida (Wp)	500	
Potência instalada (kVA)	4,6	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	576	
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	88	
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i>	1115
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i>	10
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	7

Nesta moradia, tanto o painel de 250 Wp como de 500 Wp são adequados. No entanto, optou-se pela potência de 500 Wp por várias razões. Primeiro, não há muita diferença no período de retorno do investimento em relação às duas potências. Para a empresa *Critical Kinetics* o período de retorno é 7 anos para as duas potências. Quanto à *FF Solar*, o período de retorno para a potência de 250 Wp, é um ano inferior com um lucro de 37€, mas o lucro para a potência de 500 Wp é de 136€. Segundo, e como já era de esperar, a poupança em relação ao custo total anual é superior com o painel de 500 Wp (16%) face aos 10% com o painel de 250 Wp. No entanto, a utilização de produção fotovoltaica, apenas apresenta 78% com a potência de 500 Wp comparado com os 98% da potência de 250 Wp. Apesar disso, a potência escolhida para o painel foi a de 500 Wp, uma vez que como a poupança é apenas de 88€ face aos 546€ (Tabela 4.9), se houver deslocamento de carga (uma vez que se trata de tarifa simples em que o preço de eletricidade praticado é comum durante o dia inteiro), tem-se 22% de produção fotovoltaica que pode ser aproveitada, enquanto na potência de 250 Wp apenas restavam 2%.

Tabela 4.10 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 11.

Moradia 11			
Caracterização		Resultados anuais	
Agregado familiar	2	Consumo total (kWh)	2093
Área (m²)	110	Custo total (€)	320
Tipo de tarifa	Simplex	Potência do painel escolhida (Wp)	500
Potência instalada (kVA)	6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	612
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	95
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i> 1115
			Painel <i>Critical Kinetics</i> 800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i> 9
			Painel <i>Critical Kinetics</i> 7

Para um agregado familiar de 2 pessoas, esta moradia é a que representa o consumo total mais reduzido (Tabela 4.10). Novamente, a potência do painel fotovoltaico escolhida foi de 500 Wp. Apesar de apresentar os mesmos períodos de retorno do investimento de um painel de 250 Wp, o lucro com o painel de 500 Wp representa o dobro, comparativamente ao de 250 Wp. Além disso, a poupança com produção fotovoltaica ronda os 30% do custo total, face aos 18% representados pela poupança com o painel de 250 Wp. O único senão, é a utilização de produção fotovoltaica ser de 84%, mas que ainda pode ser aproveitada com deslocamentos de carga, visto tratar-se de tarifa simples.

Tabela 4.11 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 26.

Moradia 26			
Caracterização		Resultados anuais	
Agregado familiar	3	Consumo total (kWh)	4088
Área (m²)	110	Custo total (€)	625
Tipo de tarifa	Simples	Potência do painel escolhida (Wp)	500
Potência instalada (kVA)	6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	599
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	92
		Investimento (€)	Painel FF Solar 1115
			Painel Critical Kinetics 800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar 10
			Painel Critical Kinetics 7

Mais uma vez, a potência escolhida para o painel fotovoltaico foi a de 500 Wp (Tabela 4.11). Apesar de esta moradia ter quase o dobro do consumo total anual da moradia 11, por exemplo, a produção fotovoltaica utilizada é menor. No entanto, representa uma poupança de cerca de 15% dos 625€ do custo total. Quanto ao período de retorno do investimento, verificou-se que eram semelhantes para um painel de 250 Wp e para um painel de 500 Wp. Assim, o facto de o investimento ser maior, no fim vai compensar, uma vez que esta família ainda pode aproveitar os 19% de energia fotovoltaica que não é consumida. Ou seja, dos 3 489 kWh que esta família compra à RESP, pode fazer um deslocamento de carga de 141 kWh durante o ano de modo a aproveitar toda a energia que está a ser produzida.

Tabela 4.12 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 6.

Moradia 6			
Caracterização		Resultados anuais	
Agregado familiar	3	Consumo total (kWh)	6177
Área (m²)	124	Custo total (€)	944
Tipo de tarifa	Simples	Potência do painel escolhida (Wp)	500
Potência instalada (kVA)	6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	720
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	110
		Investimento (€)	Painel FF Solar 1115
			Painel Critical Kinetics 800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar 8
			Painel Critical Kinetics 6

A situação desta moradia é muito semelhante à situação da moradia 5, ou seja, apesar do consumo total da moradia 6 (Tabela 4.12) ser quase o dobro, a quantidade de energia fotovoltaica utilizada é igual, o que faz com que a potência escolhida para o painel seja também a mesma. Apesar de pouparem o mesmo (110 euros) a moradia 6 apenas apresenta 12% de poupança em relação ao custo total, comparativamente aos 19% da moradia 5. Tal é explicado pelo elevado consumo verificado na moradia 6, pelo agregado familiar e pela área da moradia. O período de retorno do investimento também é idêntico, assim como o lucro, isto é, 8 anos após o investimento no painel da *FF Solar*, a família apesar de já ter recuperado o investimento inicial, já tem um lucro de 59€; e 6 anos após o investimento no painel da *Critical Kinetics*, um lucro de 74€. Uma potência mais elevada nesta moradia também iria ser interessante de estudar, uma vez que com o painel de 500 Wp, 97% da energia produzida é consumida.

Tabela 4.13 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 20.

Moradia 20			
Caracterização		Resultados anuais	
Agregado familiar	3	Consumo total (kWh)	7390
Área (m²)	125	Custo total (€)	1140
Tipo de tarifa	Simplex	Potência do painel escolhida (Wp)	500
Potência instalada (kVA)	10,35	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	737
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1543	Poupança com produção fotovoltaica (€)	114
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i> 1115
			Painel <i>Critical Kinetics</i> 800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i> 8
			Painel <i>Critical Kinetics</i> 6

Esta é a segunda moradia com um maior consumo registado, apresentando apenas uma diferença de 241 kWh da moradia 9. Para além disso, é a moradia que tem o preço da eletricidade mais elevado devido à potência instalada, no que toca à tarifa simples. A escolha do painel foi clara, uma vez que o aproveitamento de energia fotovoltaica com um painel de 500 Wp, ronda os 100%. Como praticamente toda a energia produzida é consumida e como a poupança apenas representa 10% do custo total anual, seria uma mais valia estudar estes resultados para um painel fotovoltaico com potência superior a 500 Wp, uma vez que esta família ainda tem 90% de gastos do total que consome.

Tabela 4.14 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 9.

Moradia 9				
Caracterização		Resultados anuais		
Agregado familiar	4	Consumo total (kWh)	7632	
Área (m²)	100	Custo total (€)	1166	
Tipo de tarifa	Simplex	Potência do painel escolhida (Wp)	500	
Potência instalada (kVA)	6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	723	
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	111	
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i>	1115
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i>	8
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	6

Deparamo-nos novamente, com uma situação semelhante às moradias 5 e 6 no que toca à potência escolhida, produção fotovoltaica utilizada, investimento e período de retorno do investimento. Embora a poupança com produção fotovoltaica seja praticamente a mesma que na moradia 6, a percentagem no consumo total de energia elétrica é inferior (10%), devido ao consumo ser aproximadamente 1 500 kWh superior. Apesar da área da moradia ser menor que na moradia 6, o agregado familiar é 4, o que justifica este consumo comparativamente à moradia 6. Quanto ao lucro no período de retorno do investimento, ronda os 64€ e os 77€ para os 8 e 6 anos, respetivamente. Por apresentar uma percentagem de 98% de utilização de eletricidade proveniente da produção de energia fotovoltaica de um painel de 500 Wp, seria interessante averiguar os resultados para uma potência de painel mais elevada. Esta é a moradia que tem o maior consumo total anual das 19 moradias estudadas.

Tabela 4.15 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 16.

Moradia 16				
Caracterização		Resultados anuais		
Agregado familiar	4	Consumo total (kWh)	4010	
Área (m²)	102	Custo total (€)	613	
Tipo de tarifa	Simplex	Potência do painel escolhida (Wp)	500	
Potência instalada (kVA)	6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	653	
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	100	
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i>	1115
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	800
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i>	9
			Painel <i>Critical Kinetics</i>	7

Quanto a esta moradia (Tabela 4.15), tem-se a situação descrita para a moradia 14. Ambas as potências (250 Wp e de 500 Wp) têm o mesmo período de retorno do investimento, mas os lucros são mais elevados na potência de 500 Wp (*FF Solar*: 250 Wp é de 16€ e 500 Wp é de 94€; *Critical Kinetics*: 250 Wp é de 48€ e 500 Wp é de 125€). Como é evidente, a poupança no painel de 500 Wp é superior (100€, ou seja, 16% do valor do custo total anual) à poupança no painel de 250 Wp (56€, ou seja, representa 9% no valor do custo total anual). Quanto à energia fotovoltaica produzida, aproximadamente 99% dessa energia é aproveitada quando se trata da produção de um painel de 250 Wp, e 88% tratando-se de um painel de 500 Wp. Mais uma vez, se houver deslocamentos de carga para as horas em que há produção de energia fotovoltaica, apenas resta 1% dessa energia para ser aproveitada quando se trata de um painel de 250 Wp, enquanto, se for um painel de 500 Wp, a família ainda tem 12% de energia fotovoltaica que pode consumir.

Tabela 4.16 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 23.

Moradia 23			
Caracterização		Resultados anuais	
Agregado familiar	4	Consumo total (kWh)	1888
Área (m²)	180	Custo total (€)	289
Tipo de tarifa	Simplex	Potência do painel escolhida (Wp)	250
Potência instalada (kVA)	6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	275
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	42
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i> 662
			Painel <i>Critical Kinetics</i> 470
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i> 12
			Painel <i>Critical Kinetics</i> 9

Esta moradia é a que regista o consumo mais baixo das 19 moradias estudadas (Tabela 4.16). Para a moradia 23, foi escolhida a potência de 250 Wp, não só por apresentar um menor período de retorno, mas também por 74% da eletricidade produzida por o painel ser consumida. O painel de 500 Wp não compensa, uma vez que apenas 54% da energia fotovoltaica é aproveitada, apesar de significar uma poupança de 21% no consumo total anual (61€). A poupança de 15%, o equivalente a 42€, verificada com a potência de 250 Wp, pode ser aumentada, visto que ainda falta aproveitar 26% da energia fotovoltaica produzida. Um painel de 200 Wp não se adequaria a esta situação porque o período de retorno do investimento iria aumentar para 13 anos e a poupança é de apenas 36€ num ano.

Tabela 4.17 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 21.

Moradia 21			
Caracterização		Resultados anuais	
Agregado familiar	4	Consumo total (kWh)	2409
Área (m²)	200	Custo total (€)	368
Tipo de tarifa	Simplex	Potência do painel escolhida (Wp)	250
Potência instalada (kVA)	6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	318
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	0,1528	Poupança com produção fotovoltaica (€)	49
		Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i>
			662
			Painel <i>Critical Kinetics</i>
			470
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i>
			10
			Painel <i>Critical Kinetics</i>
			8

Apesar de nesta moradia os períodos de retorno do investimento serem praticamente iguais, optou-se pela potência de 250 Wp (Tabela 4.17). Isto porque, para além de esta moradia ter um consumo relativamente baixo para um agregado familiar de 4 pessoas e para uma moradia de 200 m², a percentagem de energia fotovoltaica consumida de um painel de 500 Wp, é apenas de 68%, o que faz com que esta família tenha que fazer grandes deslocamentos de carga para aproveitar o máximo de energia possível. Assim, com o painel de potência inferior (de 250 Wp), ainda há 14% da energia produzida para ser aproveitada. Quanto à poupança, é de facto inferior (13% do custo total) à poupança que se tem com o painel de 500 Wp (21% do custo total), mas compensa-se no investimento inicial do painel, comparativamente com a moradia 5, por exemplo, que possui apenas um agregado de 2 pessoas e uma área de 93 m², mas um consumo superior.

No que diz respeito às moradias com tarifa de eletricidade simples, verifica-se que das onze, apenas duas teriam um painel de 250 Wp, enquanto as outras, lhes foi escolhido um painel de 500 Wp. Este facto pode ser justificado pelo baixo consumo total anual, o que não era previsível, uma vez que estas duas moradias em causa (21 e 23), possuem um agregado familiar de 4 pessoas e das maiores áreas registadas. O período de retorno do investimento é mais elevado na moradia 23, mais uma vez devido ao seu baixo consumo total. Aqui, e como já foi referido anteriormente, um painel de 200 Wp não é compensatório, uma vez que aumenta o período de retorno de 12 para 13 anos. Com um maior aproveitamento da energia fotovoltaica produzida, a família será capaz de ir aumentando as suas poupanças e de ir diminuindo o tempo de retorno com o passar dos anos.

As poupanças destas moradias com tarifa simples, estão entre os 10% e os 30%, referindo-se a mais baixa à moradia 9 e a mais elevada à moradia 11. Os menores períodos de retorno do investimento calculados, são registados nas moradias com painéis fotovoltaicos de 500 Wp e em que a utilização de energia fotovoltaica produzida é igual ou superior a 97%. Para estes casos, seria interessante estudar estes parâmetros para potências de painéis superiores, de forma a diminuir mais ainda os gastos das famílias com deslocações de carga para as horas em que haja produção fotovoltaica. O facto da percentagem de utilização de produção fotovoltaica rondar os 100%, faz com que sobre pouca energia produzida para ser aproveitada.

Tarifa bi-horária semanal

Tabela 4.18 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 17.

Moradia 17				
Caracterização			Resultados anuais	
Agregado familiar	3		Consumo total (kWh)	3121
Área (m²)	37		Custo total (€)	469
Tipo de tarifa	Bi-horária semanal		Potência do painel escolhida (Wp)	500
Potência instalada (kVA)	6,9		Produção fotovoltaica utilizada (kWh)	591
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	Horas de vazio	0,0946	Poupança com produção fotovoltaica (€)	
	Horas fora do vazio	0,1785	94	
			Investimento (€)	Painel FF Solar
				Painel Critical Kinetics
			Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar
				Painel Critical Kinetics

Novamente, deparamo-nos com as situações descritas nas moradias 14 e 16. Para os períodos de retorno do investimento, teve-se em conta o facto dos lucros do painel de 500 Wp serem superiores (por volta dos 30€). Além disso, 20% do custo total anual é poupado com a instalação de um painel de 500 Wp (12% com um painel de 250 Wp). Mais uma vez, caso haja deslocamento de carga visto que só se está a poupar 20% do custo total anual, há uma maior percentagem de energia fotovoltaica para aproveitar se se instalar um painel de 500 Wp (10%) em comparação com os 4% da produção de um painel com 250 Wp.

Tabela 4.19 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 4.

Moradia 4					
Caracterização			Resultados anuais		
Agregado familiar		3	Consumo total (kWh)		3933
Área (m²)		100	Custo total (€)		562
Tipo de tarifa		Bi-horária semanal	Potência do painel escolhida (Wp)		250
Potência instalada (kVA)		6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)		263
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	Horas de vazio	0,0946	Poupança com produção fotovoltaica (€)		42
	Horas fora do vazio	0,1785	Investimento (€)	Painel FF Solar	662
				Painel Critical Kinetics	470
			Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar	11
				Painel Critical Kinetics	9

A diferença entre a potência de 200 Wp e 250 Wp na moradia 4 é pequena, principalmente no que toca à poupança, ou seja, com o painel de 200 Wp cobre-se 7% do custo total anual e com a potência de 250 Wp, 8% (uma diferença de 8€ num ano). Quanto à energia fotovoltaica aproveitada a diferença é maior, sendo de 78% para a potência de 200 Wp e de 71% para a potência de 250 Wp. No entanto, o período de retorno do investimento é 1 e 3 anos superior no painel de 200 Wp, ou seja, é de 12 anos, comparativamente aos 9 e 11 anos. A poupança com o painel de 500 Wp é superior (ronda os 58€ do total do custo anual), mas apenas 50% da energia da energia fotovoltaica produzida é aproveitada, o que causa bastante desperdício de energia. Para compensar o painel de 500 Wp, tinha que ser deslocada uma carga de cerca de 370 kWh dos 3 563 kWh comprados à RESP.

Tabela 4.20 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 2.

Moradia 2					
Caracterização			Resultados anuais		
Agregado familiar		4	Consumo total (kWh)		2122
Área (m²)		100	Custo total (€)		304
Tipo de tarifa		Bi-horária semanal	Potência do painel escolhida (Wp)		250
Potência instalada (kVA)		6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)		496
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	Horas de vazio	0,0946	Poupança com produção fotovoltaica (€)		78
	Horas fora do vazio	0,1785	Investimento (€)	Painel FF Solar	662
				Painel Critical Kinetics	470
			Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar	9
				Painel Critical Kinetics	7

Quanto à moradia 2 (Tabela 4.20), apesar de com uma potência de 500 Wp a percentagem de poupança em relação aos 304€ de custo total ronde os 26%, apenas 67% da energia fotovoltaica produzida é aproveitada. Por este motivo, a potência adequada é a de 250 Wp, onde há um aproveitamento de 92% da energia fotovoltaica produzida, embora apresente uma poupança mais reduzida (18%). No entanto, o painel de 500 Wp da *Critical Kinetics* de 800€ tem um período de retorno inferior ao painel de 250 Wp da *FF Solar* de 662€ (8 anos com um lucro de 84€ e 9 anos com um lucro de 45€, respetivamente). Quanto ao painel da *Critical Kinetics* de 250 Wp, o período de retorno do investimento é ainda mais reduzido (7 anos com um lucro de 61€), devido ao seu preço ser mais baixo (470€). Neste caso, a escolha da potência adequada podia ter em conta outros fatores como o rendimento da família.

Tabela 4.21 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 13.

Moradia 13					
Caracterização			Resultados anuais		
Agregado familiar		4	Consumo total (kWh)		4372
Área (m²)		138	Custo total (€)		645
Tipo de tarifa		Bi-horária semanal	Potência do painel escolhida (Wp)		500
Potência instalada (kVA)		6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)		683
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	Horas de vazio	0,0946	Poupança com produção fotovoltaica (€)		109
	Horas fora do vazio	0,1785	Investimento (€)	Painel <i>FF Solar</i>	1115
				Painel <i>Critical Kinetics</i>	800
			Período de retorno do investimento (anos)	Painel <i>FF Solar</i>	8
				Painel <i>Critical Kinetics</i>	6

Nesta moradia (Tabela 4.21), a potência de 250 Wp, apesar de apresentar uma produção fotovoltaica utilizada de praticamente 100%, faz com que esta família não consiga deslocar as suas cargas para as horas de produção fotovoltaica, uma vez que já consome toda a energia que é produzida. Por esse facto, foi escolhida a potência de 500 Wp em que a família tem ainda 8% para aproveitar a energia fotovoltaica produzida. Além disso, esta potência possui um período de retorno do investimento inferior face às outras potências, assim como uma poupança superior que ronda os 17% face ao custo total anual consumido (equivalente a 109€).

Quanto à tarifa bi-horária semanal, tem-se duas moradias com painel de 250 Wp e duas moradias com painel de 500 Wp. O consumo total anual não foi o parâmetro com mais peso nesta atribuição, uma vez que à moradia 4 foi-lhe atribuído um painel de 250 Wp enquanto à moradia 17, com menor consumo total e uma menor área de moradia, foi-lhe atribuído um painel de 500 Wp. Quanto à poupança com as potências atribuídas, estão entre os 7% e os 26% para esta tarifa. Verifica-se também, que o maior período de retorno do investimento refere-se à moradia com menor percentagem de aproveitamento de energia fotovoltaica produzida (moradia 4). Apesar de na moradia 13 o investimento inicial ser mais elevado visto que se atribuiu o painel de 500 Wp, esta moradia representa um período de retorno do investimento inferior à moradia 2 (onde foram atribuídos os painéis de 250 Wp), embora tenham a mesma percentagem de aproveitamento de energia fotovoltaica (92%). Este facto é justificado pela poupança que cada família tem com a instalação de um painel fotovoltaico.

Tarifa bi-horária diária

Tabela 4.22 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 1.

Moradia 1					
Caracterização			Resultados anuais		
Agregado familiar		3	Consumo total (kWh)		4052
Área (m²)		100	Custo total (€)		631
Tipo de tarifa		Bi-horária diária	Potência do painel escolhida (Wp)		500
Potência instalada (kVA)		6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)		670
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	Horas de vazio	0,0946	Poupança com produção fotovoltaica (€)		119
	Horas fora do vazio	0,1785	Investimento (€)	Painel FF Solar	1115
				Painel Critical Kinetics	800
			Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar	7
				Painel Critical Kinetics	5

No que diz respeito à moradia 1 (Tabela 4.22), foi selecionada a potência de 500 Wp para o painel fotovoltaico, uma vez que era a potência em que o período de retorno do investimento era menor, comparativamente com as outras, com preços inferiores. Apesar de no painel fotovoltaico de 200 Wp, 99,6% da energia fotovoltaica produzida seja aproveitada, em comparação com o painel de 500 Wp (90,5%), a poupança apenas cobre 8,3%. Com o painel de 500 Wp, a poupança é de aproximadamente 19% dos 631€ de custo total. Com o painel da empresa *Critical Kinetics*, cinco anos após o investimento inicial, a família já tem um lucro de aproximadamente 19€. Quanto ao painel da empresa *FF Solar*, o período de retorno do investimento ronda os sete anos com um lucro de 47€. Com a instalação do painel, a esta família está associado um gasto de 512€ num ano, sendo os meses de janeiro, novembro e dezembro que mais contribuem para este valor.

Tabela 4.23 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 25.

Moradia 25					
Caracterização			Resultados anuais		
Agregado familiar		3	Consumo total (kWh)		4050
Área (m²)		138	Custo total (€)		560
Tipo de tarifa		Bi-horária diária	Potência do painel escolhida (Wp)		500
Potência instalada (kVA)		6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)		580
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	Horas de vazio	0,0946	Poupança com produção fotovoltaica (€)		103
	Horas fora do vazio	0,1785	Investimento (€)	Painel FF Solar	1115
		Painel Critical Kinetics		800	
		Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar	8	
			Painel Critical Kinetics	6	

Na moradia 25 (Tabela 4.23), os períodos de retorno do investimento para as potências de 250 Wp e 500 Wp são iguais. Assim, teve-se por base os outros parâmetros para a escolha da potência adequada. O parâmetro que mais contribuiu para a escolha da potência de 500 Wp, foi a percentagem de energia fotovoltaica consumida. Para um painel de 250 Wp, cerca de 94% da energia fotovoltaica é consumida, o que significa quem sobram 6%. Isto equivale a 62€, ou seja, 11% do custo total anual. Quanto ao painel de 500 Wp, a poupança aumenta para os 18% (equivalente a 103€), em que sobra 22% da energia fotovoltaica para ser consumida fazendo-se deslocamentos de carga.

Tabela 4.24 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 12.

Moradia 12					
Caracterização			Resultados anuais		
Agregado familiar		4	Consumo total (kWh)		6497
Área (m²)		84	Custo total (€)		960
Tipo de tarifa		Bi-horária diária	Potência do painel escolhida (Wp)		500
Potência instalada (kVA)		3,45	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)		739
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	Horas de vazio	0,0946	Poupança com produção fotovoltaica (€)		132
	Horas fora do vazio	0,1785	Investimento (€)	Painel FF Solar	1115
				Painel Critical Kinetics	800
			Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar	7
				Painel Critical Kinetics	5

Quanto à moradia 12, para qualquer uma das 3 potências em estudo, a utilização de produção de energia fotovoltaica é perto dos 100%. Logo, teve-se em conta os períodos de retorno do investimento que são inferiores com a potência de 500 Wp, verificando-se ainda lucros superiores. Também a percentagem de poupança relativamente ao custo total anual é superior, representando o dobro face aos 7% para a potência de 250 Wp. No caso desta moradia, seria interessante estudar uma potência de painel superior a 500 Wp, de modo a reduzir os gastos de eletricidade que esta família tem mesmo com a instalação de um painel fotovoltaico, que ronda os 829€.

Tabela 4.25 - Características e principais resultados obtidos, para a moradia 22.

Moradia 22					
Caracterização			Resultados anuais		
Agregado familiar		4	Consumo total (kWh)		6495
Área (m²)		200	Custo total (€)		962
Tipo de tarifa		Bi-horária diária	Potência do painel escolhida (Wp)		500
Potência instalada (kVA)		6,9	Produção fotovoltaica utilizada (kWh)		731
Preço da eletricidade em 2014 (€/kWh)	Horas de vazio	0,0946	Poupança com produção fotovoltaica (€)		130
	Horas fora do vazio	0,1785	Investimento (€)	Painel FF Solar	1115
				Painel Critical Kinetics	800
			Período de retorno do investimento (anos)	Painel FF Solar	7
				Painel Critical Kinetics	5

Esta moradia (Tabela 4.25) tem o mesmo agregado familiar mas uma área superior à moradia 12 (Tabela 4.24). Apesar disso, têm consumos de eletricidade bastante semelhantes, onde se adequa também um painel fotovoltaico de 500 Wp. A poupança ronda os 14%, o equivalente a 130€ do custo total anual. Como a utilização de produção fotovoltaica é de 99%, com uma potência de painel fotovoltaico mais elevada que 500 Wp, a poupança pode aumentar.

Às quatro moradias com a tarifa bi-horária diária, foram atribuídos painéis de 500 Wp, apesar de haver bastantes diferenças no que toca, principalmente, ao consumo total anual e à área das moradias. Os consumos mais elevados registados pelas moradias 12 e 22, apresentam um aproveitamento de energia fotovoltaica produzida que rondam os 100%. Aqui, mais uma vez, seria interessante o estudo de potências de painéis mais elevadas, de forma a reduzir os gastos elevados no consumo de eletricidade. Estas duas moradias, também são as que possuem um período de retorno do investimento mais curto, assim como a moradia 1. A diferença de custo verificada entre as moradias 1 e 25, é justificada pelos preços praticados nas horas de vazio e fora do vazio. Assim, a moradia 1, apesar de apenas consumir mais 2 kWh de energia, gasta 71€ mais que a moradia 25. Apesar de apresentarem poupanças na ordem dos 18% em relação ao custo total anual, a moradia 25 aproveita melhor a energia proveniente do painel fotovoltaico. Esta moradia é a que regista um período de retorno do investimento maior, devido ao baixo consumo registado em comparação com as outras 3 moradias.

Na Tabela 4.26 apresenta-se uma síntese para as 19 moradias analisadas. De forma a simplificar a tabela, as moradias com tarifa bi-horária diária estão a azul, com tarifa bi-horária semanal a amarelo, e as restantes correspondem à tarifa simples. As moradias foram agregadas consoante o tipo de tarifa, e dentro de cada tipo de tarifa, o consumo total foi ordenado de forma crescente para uma melhor comparação.

Tabela 4.26 - Síntese dos resultados para as 19 moradias.

Moradia	Consumo total (kWh)	Custo total (€)	Agregado familiar	Área (m²)	Potência do painel (Wp)	Poupança com produção fotovoltaica (€)	Produção fotovoltaica aproveitada (%)	Período de retorno do investimento (anos)	
								Painel <i>FF Solar</i>	Painel <i>Critical Kinetics</i>
23	1888	288,56	4	180	250	42	74	12	9
11	2093	319,77	2	110	500	95	84	9	7
21	2409	368,06	4	200	250	49	86	10	8
3	3246	495,98	2	100	500	102	90	9	6
14	3575	546,24	2	110	500	88	78	10	7
5	3782	577,87	2	93	500	108	97	8	6
16	4010	612,67	4	102	500	100	88	9	7
26	4088	624,70	3	110	500	92	81	10	7
6	6177	943,80	3	124	500	110	97	8	6
20	7390	1140,33	3	125	500	114	100	8	6
9	7632	1166,18	4	100	500	111	98	8	6
2	2122	304,38	4	100	250	78	92	9	7
17	3121	468,73	3	37	500	94	80	9	7
4	3933	562,05	3	100	250	42	71	11	9
13	4372	640,72	4	138	500	109	92	8	6
25	4050	560,38	3	138	500	103	94	8	6
1	4052	631,23	3	100	500	119	91	7	5
12	6497	960,27	4	84	500	132	100	7	5
22	6495	962,02	4	200	500	130	99	7	5

Como vários parâmetros foram calculados para as 3 potências estudadas, foi feita uma análise comparativa individualmente para cada moradia de modo a verificar qual a melhor solução. Para o dimensionamento do painel fotovoltaico, teve-se em conta a poupança monetária recorrendo à produção fotovoltaica, a produção fotovoltaica que é aproveitada pela moradia e o período de retorno do investimento. De forma generalizada, verifica-se que quanto às potências dos painéis, a maioria corresponde a 500 Wp, os períodos de retorno do investimento estão entre os 7 e os 12 anos para a empresa *FF Solar* e entre os 5 e os 9 para a empresa *Critical Kinetics*, e a produção fotovoltaica aproveitada está entre os 74% e os 100%. É possível também constatar que o consumo total das moradias não depende do agregado familiar e da área, e que os maiores períodos de retorno do investimento correspondem à potência de 250 Wp. Depois de atribuídos os painéis fotovoltaicos com a potência adequada a cada situação, verificou-se que o facto de haver baixa produção fotovoltaica e um elevado consumo nos meses de inverno, faz com que esta eletricidade seja praticamente toda utilizada.

5. CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

A energia fotovoltaica apresenta-se como uma solução testada e viável, na produção de energia elétrica renovável. Esta solução apresenta-se como uma fonte de rendimento económico, traduzindo-se ainda num benefício ambiental promovido pela redução da emissão de gases com efeito de estufa. Aliado a esta melhoria do ambiente, com uma instalação fotovoltaica, contribui-se ainda para a redução da dependência energética externa.

O número de trabalhos publicados sobre o autoconsumo tem vindo a aumentar rapidamente, devido ao elevado interesse por parte dos utilizadores e da comunidade científica. O estudo desenvolvido nesta dissertação, relativo ao setor doméstico, permitiu adquirir um conhecimento mais realista e detalhado do setor fotovoltaico em Portugal.

O principal objetivo proposto consistia em avaliar a potência de um sistema fotovoltaico mais adequada para várias famílias, tendo por base o novo regime de produção distribuída de eletricidade renovável: o autoconsumo. Esta avaliação foi efetuada, com abordagens completamente diferentes, para o Monte de Caparica e para Évora. De forma a cumprir este objetivo, foi realizada uma metodologia faseada que permitisse diferenciar as duas abordagens do estudo e assim chegar à melhor solução.

Das duas abordagens estudadas, o facto de haver dados de consumo, pelo menos, de uma em uma hora, para as 19 moradias de Évora, faz com que os resultados obtidos sejam mais fidedignos que os recolhidos de forma incipiente no Monte de Caparica, que têm uma base bastante limitada, referentes apenas ao consumo mínimo verificado nas horas de maior produção fotovoltaica. A inexistência de uma boa amostra de dados de consumo, pode levar a um sobre ou subdimensionamento do sistema fotovoltaico.

Verificou-se que a sazonalidade é um fator bastante importante na instalação de sistemas fotovoltaicos, uma vez que a produção de energia no inverno é bastante menor que a produção nos meses de verão. Porém, dado se verificar um consumo mais elevado nos meses de inverno, associado a uma menor produção fotovoltaica, não há praticamente produção excedentária neste período.

Outro fator importante são as horas de produção de energia fotovoltaica. Como seria de esperar, a eletricidade de uma instalação fotovoltaica é produzida sensivelmente entre as oito e as vinte horas, atingindo o seu pico nas horas de maior incidência solar. No entanto, este período de produção depende do horário, ou seja, se é de verão ou de inverno, bem como da região (mais a norte ou mais a sul).

O período de maior produção fotovoltaica, coincide com as horas fora do vazio da tarifa bi-horária (à exceção dos domingos para a tarifa bi-horária semanal), ou seja, as horas em que o preço da eletricidade é mais elevado comparativamente ao preço praticado nas horas de vazio. No entanto, é importante referir que as horas em que se registam os maiores consumos, não são cobertas pela

produção fotovoltaica. Nesta situação e quando a energia fotovoltaica não é suficiente para suportar o consumo, este tem de ser satisfeito pela rede elétrica. Os resultados referentes à poupança, após investimento, que cada família tem no seu custo com eletricidade anual com a instalação de um sistema fotovoltaico, rondam os 7% e os 30%. O autoconsumo com armazenamento de energia ainda não é uma opção viável devido ao elevado custo associado às baterias.

Neste estudo, elaborou-se uma análise da viabilidade económica de modo a determinar a rentabilidade do sistema fotovoltaico. O período de retorno do investimento, corresponde ao espaço de tempo necessário para que o investidor recupere o capital investido, ou seja, a partir de que momento é que o somatório vindo das poupanças é igual ou superior ao investimento inicial. Da análise efetuada, verifica-se que os períodos de retorno do investimento rondam os 9 anos para sistemas da empresa *FF Solar* e os 6 a 7 anos para sistemas da empresa *Critical Kinetics*. O facto de haver uma diferença de preços de sistemas fotovoltaicos entre estas duas empresas, faz com que se tenha um intervalo de períodos de retorno para posteriores comparações com outros preços. É aconselhável que uma instalação fotovoltaica seja o mais viável possível de modo a que comece a dar lucro o mais cedo possível.

É importante salientar que em alguns casos, para períodos de retorno de investimento idênticos para painéis com potência de 250 Wp e de 500 Wp, é vantajoso preferir um painel com maior potência, uma vez que representa uma maior poupança em relação ao custo total anual da moradia. De facto, a percentagem de utilização de energia fotovoltaica produzida é mais baixa para a potência de 500 Wp, mas se a família realizar alguns deslocamentos de carga, ou seja, deslocar os maiores consumos para as horas em que há produção de energia, tem uma maior percentagem de energia fotovoltaica que pode aproveitar. O facto de haver uma percentagem maior para utilização de energia fotovoltaica faz com que as famílias possam diminuir ainda mais os seus gastos associados à compra de eletricidade à rede elétrica.

Uma vez que o investimento em sistemas fotovoltaicos tem um investimento inicial geralmente elevado, a última decisão cabe sempre ao investidor, visto a instalação destes sistemas com uma potência superior ou inferior à potência ótima encontrada, dependerá sempre da sua capacidade de investir ou de financiar. No entanto, o valor do investimento tem reduzido ao longo dos anos devido ao amadurecimento desta tecnologia, o que significa que os períodos de retorno do investimento apresentados podem diminuir. Outro fator que contribui para esta diminuição, são os preços de eletricidade praticados aos consumidores domésticos estarem a aumentar, o que faz com que haja uma maior poupança com a utilização de energia fotovoltaica, e consequentemente um menor período de retorno.

É também importante sensibilizar os cidadãos no que toca à implementação de objetivos de sustentabilidade, de forma a diminuir os seus consumos de energia ou a realizar deslocamentos de carga. Por exemplo, quando se trata de moradias com tarifa bi-horária, é importante que se redirecione os consumos mais elevados para as horas de vazio em que os preços de eletricidade são mais baixos.

Com a instalação de sistemas fotovoltaicos, espera-se que as famílias mudem alguns comportamentos, de forma a aproveitar o máximo possível da energia produzida. Além disso, prevê-se que no futuro haja um maior recurso à eletricidade como energia final nas habitações, nomeadamente associado à mobilidade elétrica, tornando o potencial de autoconsumo mais significativo.

Para finalizar, a atribuição da potência do painel adequada não é óbvia, uma vez que depende do perfil de consumo das famílias, ou seja, se utilizam eletricidade no período em que há produção de energia fotovoltaica, e do tipo de tarifa. O dimensionamento do sistema fotovoltaico, também depende do espaço disponível nos telhados ou fachadas, a sua orientação e ângulo de inclinação; das especificações técnicas dos módulos e do inversor; da localização geográfica, longitude e latitude; temperatura do local; e requisitos estéticos dos edifícios. Considera-se que este estudo é bastante importante para o dimensionamento de um painel fotovoltaico, uma vez que teve em conta praticamente todos os requisitos apresentados, e que serve de exemplo para cidadãos que queiram instalar um sistema destes nas suas residências. O facto de terem sido analisadas moradias com diferentes características, principalmente vários consumos de eletricidade, faz com que se tenha uma base de resultados maior para posteriores comparações.

No que toca a trabalhos futuros, existem alguns aspetos que podem ser melhorados e estudados. Um ponto a ser melhorado é o estudo da disponibilidade financeira da família, uma vez que quanto maior a potência do painel, maior o investimento. Embora uma potência maior possa representar uma mais-valia para a família em termos de poupanças e períodos de retorno, nem sempre é possível um investimento mais elevado, optando-se por potências de painel menores que a ideal. Em muitas situações, verificou-se que o painel de 500 Wp era suficiente mas uma potência de painel superior tornava-se mais rentável para a família. Isto porque, a produção de energia fotovoltaica aproveitada é de 100% e para a família ter uma maior poupança no custo total de eletricidade, é necessário uma maior produção de energia fotovoltaica. Seria assim também interessante, estudar potências acima de 500 Wp para consumos mais elevados, ou que se centrem essencialmente nas horas de maior radiação solar. Nesta dissertação, fez-se uma análise individual para cada moradia, comparando-as segundo os vários tipos de tarifas. Outra sugestão seria fazer a mesma análise individual mas comparando os consumos associados a cada moradia. Para o período de retorno do investimento calculado, em trabalhos futuros, deve-se ter em conta aspetos que não foram contabilizados nesta dissertação, como a quantificação dos riscos para o investidor, a taxa de atualização e outros aspetos que se considerem importantes. Quanto aos contadores inteligentes, conclui-se que são de extrema importância, não só para a caracterização do perfil de consumo de energia elétrica, como para a implementação de medidas de eficiência energética e de políticas energéticas. Assim, a sua utilização, no futuro, deve ser alargada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADENE – Agência para a Energia. (2015). *Consumo de energia final por setor de atividade*. Consultado em 5 de agosto de 2015. Disponível em: <http://www.adene.pt/indicador/consumo-de-energia-final-por-setor-de-atividade>.

Akpan, U. F., & Akpan, G. E. (2012). The Contribution of Energy Consumption to Climate Change: A Feasible Policy Direction. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 2(1), 21-33.

APISOLAR – Associação Portuguesa da Indústria Solar. (2015). *Energia Solar Fotovoltaica: Políticas Públicas/Legislação – Decreto-Lei n.º 312/2001*. Consultado em 15 de maio de 2015. Disponível em: <http://www.apisolar.pt/pt/energia-solar-fotovoltaica/politicas-publicas-legislacao/283-decreto-lei-no-3122001>.

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis. (2014a). *A eletricidade de origem renovável em Portugal Continental em junho de 2014*. Disponível em: http://www.apren.pt/fotos/editor2/6_a_electricidade_de_origem_renovavel_em_portugal_continental_junho_de_2014.pdf.

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis. (2014b). *A eletricidade de origem renovável em Portugal Continental em dezembro de 2014*. Disponível em: http://www.apren.pt/fotos/editor2/12_a_electricidade_de_origem_renovavel_em_portugal_continental_dezembro_de_2014.pdf.

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis. (2015a). *Legislação nacional: Eletricidade PRE*. Consultado em 23 de agosto de 2015- Disponível em: <http://www.apren.pt/pt/nacional/electricidade-pre/>.

APREN – Associação Portuguesa de Energias Renováveis. (2015b). *Boletim das Energias Renováveis: julho 2015*. Disponível em: http://www.apren.pt/fotos/editor2/boletim_das_energias_julho_2015_.pdf.

Bagnall, D. M., & Boreland, M. (2008). Photovoltaic technologies. *Energy Policy*, 36(12), 4390-4396.

Bahaj, A. S., & James, P. A. B. (2007). Urban energy generation: The added value of photovoltaics in social housing. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11(9), 2121-2136.

Bayod-Rújula, Á. A., Haro-Larrodé, M. E., & Matínez-Gracia, A. (2013). Sizing criteria of hybrid photovoltaic-wind systems with battery storage and self-consumption considering interaction with the grid. *Solar Energy*, 98, 582-591.

Branker, K., Pathak, M. J. M., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4470-4482.

Brito, M. C., & Silva, J. A. (2006). Energia fotovoltaica: conversão de energia solar em electricidade. *Faculdade de ciências da Universidade de Lisboa*.

CME - Câmara Municipal de Évora. (2015). *Caraterização do Concelho*. Consultado a 6 de junho de 2015. Disponível em: <http://www4.cm-evora.pt/pt/conteudos/Concelho/Caracterizacao%20do%20concelho/Caraterizacao%20do%20Concelho.htm>.

Carneiro, J. (2010a). Electromagnetismo B: Semicondutores – Modelo matemático da célula fotovoltaica. *Universidade do Minho, Departamento de Física*.

Carneiro, J. (2010b). Electromagnetismo B: Módulos Fotovoltaicos – Características e Associações. *Universidade do Minho, Departamento de Física*.

Castillo-Cagigal, M., Caamaño-Martín, E., Matallanas, E., Masa-Bote, D., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., & Jiménez-Leube, J. (2001). PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector. *Solar Energy*, 85(9), 2338-2348.

Castillo-Cagigal, M., Gutiérrez, A., Monasterio-Huelin, F., Caamaño-Martín, E., Masa, D., & Jiménez-Leube, J. (2011). A semi-distributed electric demand-side management system with PV generation for self-consumption enhancement. *Energy Conversion and Management*, 52(7), 2659-2666.

CEEETA – Centro de Estudos de Economia, Energia, Transportes e Ambiente. (2001). *Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos: Parte 6 – Painéis Solares Fotovoltaicos*. 48-52.

Cherni, J. A., & Kentish, J. (2007). Renewable energy policy and electricity market reforms in China. *Energy Policy*, 35(7), 3616-3629.

Chiaroni, D., Chiesa, V., Colasanti, L., Cucchiella, F., D'Adamo, I., & Frattini, F. (2014). Evaluating solar energy profitability: A focus on the role of self-consumption. *Energy Conversion and Management*, 88, 317-331.

Chu, Y., & Meisen, P. (2001). Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies. *Geni – Global Energy Network Institute*. Disponível em: <http://www.geni.org/globalenergy/research/review-and-comparison-of-solar-technologies/Review-and-Comparison-of-Different-Solar-Technologies.pdf>.

CLASE - Conselho Local de Ação Social de Évora. (2012). *Diagnóstico Social Évora 2013/2015*. Consultado a 8 de junho de 2015. Disponível em: http://www2.cm-evora.pt/redesocial/documentos%20pdf/2013/diagn%C3%B3stico%20social_clase_2013%281%29.pdf.

Comissão Europeia. (2015). *Documento de Trabalho dos Serviços da Comissão – Relatório relativo a Portugal 2015 que inclui uma apreciação aprofundada sobre a prevenção e correção dos desequilíbrios macroeconómicos*. Bruxelas.

Critical Kinetics. (2015). *Autoconsumo | UPAC: Kits Pré-configurados*. Consultado a 9 de julho de 2015. Disponível em: http://critical-kinetics.pt/KITS-PRE-CONFIGURADOS.html?error=404&view=category&virtuemart_category_id=88.

Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio de 1988. Diário da República n.º 123 – I série. Ministério da Indústria e Energia.

Decreto-Lei n.º 312/2001, de 10 de dezembro de 2001. Diário da República n.º 284 – I série - A. Ministério da Economia.

Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro de 2001. Diário da República n.º 300 – I série - A. Ministério da Economia e do Ambiente e do Ordenamento do Território.

Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de março de 2002. Diário da República n.º 71 – I série - A. Ministério da Economia.

Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro de 2007. Diário da República n.º 211 – 1.ª série. Ministério da Economia e da Inovação.

Decreto-Lei n.º 118-A/2010, de 25 de outubro de 2010. Diário da República n.º 207 – 1.ª série. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.

Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro de 2010. Diário da República n.º 253 – 1.ª série. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.

Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março de 2011. Diário da República n.º 47 – 1.ª série. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento.

Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro de 2013. Diário da República n.º 35 – 1.ª série. Ministério da Economia e do Emprego.

Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro de 2014. Diário da República n.º 202 – 1.ª série. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.

Despacho n.º 3/SERUP/DGEG/2015, de 3 de março de 2015. Direção Geral de Energia e Geologia. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.

Dias, A. M., Teixeira, A., Azevedo, F., Gonçalves, L., Guerra, M. D., Ribeiro, R., Rodrigues, S., & Alvarenga, A. (2013). *Relatório do Estado do Ambiente 2013*. APA – Agência Portuguesa do Ambiente.

Diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 23 de abril de 2009, relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis que altera e subsequentemente revoga as Diretivas 2001/77/CE e 2003/30/CE.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia. (2014). *Balanço Energético Sintético 2014*.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia. (2015a). *Renováveis: estatísticas rápidas – nº 128 – junho de 2015*.

DGEG - Direção Geral de Energia e Geologia. (2015b). *Áreas Sectoriais: Energias Renováveis – Energia Solar*. Disponível em: <http://www.dgeg.pt/>.

EDP - Energia de Portugal S.A. (2015a). *Tarifa Regulada*. Consultado a 20 de julho de 2015. Disponível em: <https://www.edp.pt/pt/particulares/Pages/tarifaregulada.aspx>.

EDP - Energia de Portugal S.A. (2015b). *Horários Baixa Tensão Normal*. Consultado a 20 de julho de 2015. Disponível em: <http://www.edpsu.pt/pt/particulares/tarifasehorarios/horarios/Pages/HorariosBTN.aspx>.

Emilio, M., Kuhn, J. R., Bush, R. I., & Scholl, I. F. (2012). Measuring the solar radius from space during the 2003 and 2006 mercury transits. *The American Astronomical Society, The Astrophysical Journal*, 780(2).

Encinas, D., Lopez, F., Segador, C., et al. (2014). Photovoltaic installations for self-consumption feasibility analysis and determination of optimal design parameters for the project. *18th International Congress on Project Management and Engineering*. Alcañiz.

EPIA – European Photovoltaic Industry Association, & Greenpeace. (2008). *Solar Generation V – 2008: Solar Electricity for over One Billion People and 2 Million Jobs by 2020*. Disponível em: <http://www.greenpeace.org/international/Global/international/planet-2/report/2008/9/solar-generation-v-2008.pdf>.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2014). *Comunicado: Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2014*. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/imprensa/comunicados/2013/Comunicados/COMUNICADO_PROPOSTAS%20TARIFAS%20EE_2014_vfinal%2015_10_2013.pdf.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2015a). *Evolução das tarifas de venda a clientes finais do sector elétrico*. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/2015/Documents/EvolucaoTVCF2015.pdf>.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2015b). *Comunicado: Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2015*. Disponível em: http://www.erse.pt/pt/imprensa/comunicados/2014/Comunicados/20150423_COMUNICADO%20TARIFAS%20EE_2015.pdf.

ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. (2015c). *Eletricidade: Tarifas e Preços*. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx>.

Eurostat. (2015a). *Household electricity prices in the EU rose by 2,9% in 2014*. Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/6849826/8-27052015-AP-EN.pdf/4f9f295f-bb31-4962-a7a9-b6c4365a5deb>.

Eurostat. (2015b). *Share of renewables in energy consumption up to 15% in the EU in 2013*. Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/6734513/8-10032015-ap-en.pdf/3a8c018d-3d9f-4f1d-95ad-832ed3a20a6b>.

Eurostat. (2015c). *Energy dependence*. Consultado a 24 de abril de 2015. Disponível em: <http://ec.europa.eu/eurostat/tgm/table.do?tab=table&init=1&language=en&pcode=tsdcc310&plugin=1>.

Fernandes, A. C., Teixeira, A., Guerra, M. D., Ribeiro, R., Rodrigues, S., & Alvarenga, A. (2014). *Relatório do Estado do Ambiente 2014*. APA – Agência Portuguesa do Ambiente.

FF Solar. (2015). *Catálogo de Produtos: Kits de Autoconsumo: Kits de Autoconsumo de 200W até 1500W*. Consultado a 8 de julho de 2015. Disponível em: <http://www.ffi-solar.com/index.php?lang=PT&page=produtos&content=model&field=1&category=45&family=203>.

Fouquet, D., & Johansson, T. B. (2008). European renewable energy policy at crossroads – Focus on electricity support mechanisms. *Energy Policy*, 36(11), 4079-4092.

GEE – Gabinete de Estratégia e Estudos. (2011). *Ficha de Competitividade: Energia. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento*.

GeoModel Solar (2014). Global Horizontal Irradiation (GHI): Europe. *SolarGIS*. Consultado a 18 de maio de 2015. Disponível em: http://solargis.info/doc/_pics/freemaps/1000px/ghi/SolarGIS-Solar-map-Europe-en.png.

Gouveia, J. P., Seixas, J., Mendes, L., & Luo, S. (2015). Looking Deeper into Residential Electricity Consumption Profiles: The Case of Évora. Presented at the 12th International Conference on the European Energy market. *CENSE*. Lisboa, Portugal.

Governo de Portugal. (2014). Documentos oficiais: Comunicado do Conselho de Ministros de 4 setembro de 2014. *Ministro da presidência e dos assuntos parlamentares*. Consultado em 29 de maio de 2014. Disponível em: <http://www.portugal.gov.pt/pt/os-ministerios/ministro-da-presidencia-e-dos-assuntos-parlamentares/documentos-oficiais/20140904-cm-comunicado.aspx>.

GREENPRO. (2004). Energia Fotovoltaica: manual sobre tecnologias, projecto e instalação. *Portal Energia, Energias Renováveis*. Disponível em: <http://www.greenpro.de/po/fotovoltaico>.

Haas, R., Ornetzeder, M., Hametner, K., Wroblewski, A., & Hübner, M. (1999). Socio-economic aspects of the Austrian 200 kWp-Photovoltaic-rooftop programme. *Solar Energy*, 66(3), 183-191.

Hammons, T. J. (2008). Integrating renewable energy sources into European grids. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(8), 462-475.

Hofierka, J., & Sári, M. (2002). The solar radiation model for Open source GIS: implementation and applications. *Proceedings of the Open source GIS – GRASS users conference 2002*.

Hondo, H., & Baba, K. (2010). Socio-psychological impacts of the introduction of energy technologies: Change in environmental behavior of households with photovoltaic systems. *Applied Energy*, 87(1), 229-235.

Huld, T., Müller, R., & Gambardella, A. (2012). A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*, 86(6), 1803-1815.

IEA - International Energy Agency. (2014). *How solar energy could be the largest source of electricity by mid-century*. Consultado a 30 de abril de 2015. Disponível em: <http://www.iea.org/newsroomandevents/pressreleases/2014/september/how-solar-energy-could-be-the-largest-source-of-electricity-by-mid-century.html>.

INE - Instituto Nacional de Estatística. (2014). *Anuário Estatístico da Região Alentejo 2013*. Disponível em: https://www.ine.pt/xportal/xmain?xpid=INE&xpgid=ine_publicacoes&PUBLICACOESpub_boui=223543579&PUBLICACOESmodo=2.

INE/DGEG - Instituto Nacional de Estatística/Direção Geral de Energia e Geologia. (2011). *Inquérito ao Consumo de Energia no Setor Doméstico 2010*. Lisboa.

IPMA - Instituto Português do Mar e da Atmosfera (2015). *Clima – Extremos climáticos de temperatura, Capitais Distrito*. Consultado a 7 de junho de 2015. Disponível em: <https://www.ipma.pt/pt/oclima/extremos.clima/>.

IRENA – The International Renewable Energy Agency. (2012). Renewable energy technologies: cost analysis series – Solar Photovoltaics. *Irena Working Paper*, 1(4/5).

Kam, M. J., & Sark, W. G. J. H. M. (2014). Increasing Self-consumption of Photovoltaic Electricity by Storing Energy in Electric Vehicle using Smart Grid Technology in the Residential Sector: A Model for Simulating Different Smart Grid Programs. *SMARTGREENS 2014 – 3rd International Conference on Smart Grids and Green IT Systems*.

Keirstead, J. (2007). Behavioural responses to photovoltaic systems in the UK domestic sector. *Energy Policy*, 35(8), 4128-4141.

Lehr, U., Nitsch, J., Kratzat, M., Lutz, C., & Edler, D. (2008). Renewable energy and employment in Germany. *Energy Policy*, 36(1), 108-117.

Lund, H. (2007). Renewable energy strategies for sustainable development. *Energy*, 32(6), 912-919.

Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (2015). Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, 142, 80-94.

Mani, M., & Pillai, R. (2010). Impact of dust on solar photovoltaic (PV) performance: Research status, challenges and recommendations. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(9), 3124-3131.

Maranda, W., & Piotrowicz, M. (2014). Sizing of Photovoltaic Array for Low Feed-in Tariffs. 21st International Conference "Mixed Design of Integrated Circuits and Systems". Lublin, Poland.

Masa-Bote, D., Castillo-Cagigal, M., Matallanas, E., Caamaño-Martín, E., Guitiérrez, A., Monasterio-Huelín, F., & Jiménez-Leubec, J. (2014). Improving photovoltaics grid integration through short time forecasting and self-consumption. *Applied Energy*, 125, 103-113.

Masson, G., Orlandi, S., & Rekinge, M. (2014). Global Market Outlook: For Photovoltaics 2014-2018. *EPIA – European Photovoltaic Industry Association*. Disponível em: http://www.cleanenergybusinesscouncil.com/site/resources/files/reports/EPIA_Global_Market_Outlook_for_Photovoltaics_2014-2018_-_Medium_Res.pdf.

Mendonça, M., Lacey, S., & Hvelplund, F. (2009). Stability, participation and transparency in renewable energy policy: Lessons from Denmark and the United States. *Policy and Society*, 27(4), 379-398.

Menegaki, A. N. (2011). Growth and renewable energy in Europe: A random effect model with evidence for neutrality hypothesis. *Energy Economics*, 33(2), 257-263.

MIBEL - Mercado Ibérico de Eletricidade. (2015). Operadores de mercado: Eletricidade. Consultado em 21 de maio de 2015. Disponível em: <http://www.mibel.com/index.php?mod=pags&mem=detalle&relmenu=40&relcategoria=101&idpag=28&lang=pt>.

Monte-Ace. (2007). *Caracterização da Região Alentejo Central: Zona de Intervenção do Monte, 1996-2006*. Desenvolvimento Alentejo Central.

Moshövel, J., Kairies, K., Magnor, D., Leuthold, M., Bost, M., Gähns, S., Szczechowicz, E., Cramer, M., & Sauer, D. U. (2015). Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. *Applied Energy*, 137, 567-575.

Munkhammar, J., Grahn, P., & Widén, J. (2013). Quantifying self-consumption of on-site photovoltaic power generation in households with electric vehicle home charging. *Solar Energy*, 97, 208-216.

NASA. (2007). *The 8-minute travel time to Earth by sunlight hides a thousand-year journey that actually began in the core*. Consultado a 29 de abril de 2015. Disponível em: http://sunearthday.nasa.gov/2007/locations/ttt_sunlight.php.

NASA. (2015). *Planets – Sun: In Depth*. Consultado em 30 de abril de 2015. Disponível em: <https://solarsystem.nasa.gov/planets/sun/indepth>.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. (2003). *A Consumer's Guide: Get Your Power from the Sun*. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy04osti/35297.pdf>.

NREL - National Renewable Energy Laboratory. (2015). *PVWatts Calculator*. Disponível em: <http://pvwatts.nrel.gov/pvwatts.php>.

OAL - Observatório Astronómico de Lisboa. (2015). Datas de Mudança da Hora. *Museu da Universidade de Lisboa*. Consultado a 4 de abril de 2015. Disponível em: <http://oal.ul.pt/hora-legal/mudanca-da-hora/>.

OECD/IEA – The Organisation for Economic Co-operation and Development / International Energy Agency. (2014). *Technology Roadmap: Solar Photovoltaic Energy*. Paris, France. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf.

Parida, B., Iniyan, S., & Goic, R. (2011). A review of solar photovoltaic technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(3), 1625-1636.

Pereira, R. J., Melício, R., Mendes, V. M. F., & Joyce, A. (2014). PV System with Maximum Power Point Tracking: Modeling, Simulation and Experimental Results. *Procedia Technology*, 17, 495-501.

PNAER - Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis ao Abrigo da Diretiva 2009/28/CE. República Portuguesa.

Pordata. (2015). *Produção primária de energias renováveis: total e por tipo de energia renovável – Energia Solar*. Consultado a 9 de abril de 2014. Disponível em: www.pordata.pt.

Portaria n.º 14/2015, de 23 de janeiro de 2015. Diário da República n.º 16 – 1.ª série. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.

Portaria n.º 15/2015, de 23 de janeiro de 2015. Diário da República n.º 16 – 1.ª série. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia.

Programa do XIX Governo Constitucional. Presidência do Conselho de Ministros.

Razykov, T. M., Ferekides, C. S., Morel, C. S., Stefanakos, E., Ullal, H. S., & Upadhyaya, H.M. (2011). Solar photovoltaic electricity: Current status and future prospects. *Solar Energy* 85(8), 1580-1608.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 29/2010 de 15 de abril de 2010. Diário da República n.º 73 – 1.ª Série. Presidência do Conselho de Ministros.

Resolução do Conselho de Ministros n.º 20/2013, de 10 de abril de 2013. Diário da República n.º 70 – 1.ª Série. Presidência do Conselho de Ministros.

Rodrigues, C. N. (2008). Centrais Solares Fotovoltaicas Ligadas à Rede Eléctrica – Projecto, monitorização e análise do desempenho das centrais do Edifício Solar XXI, utilização dos resultados obtidos no desenvolvimento de modelos numéricos do funcionamento deste tipo de centrais. *INETI – Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação, I.P.* Lisboa.

Sauter, R., & Watson, J. (2007). Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance. *Energy Policy*, 35(5), 2770-2779.

Seixas, J., Dinias, R., Alves, B., Baptista, P., Fortes, P., Dias, L., Simões, S., & Gouveia, J. (2012). Roteiro Nacional de Baixo Carbono 2050. Modelação de gases com efeito de estufa: energia e resíduos. *E. VALUE, CENSE*.

Sossan, F., Kosek, A. M., Martinenas, S., Marinelli, M., & Bindner, H. (2013). Scheduling of Domestic Water Heater Power Demand for Maximizing PV Self-Consumption Using Model Predictive Control. *4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. Copenhagen.

Šúri, M., Huld, T.A., Dunlop, E. D., & Ossenbrink, A. (2007). Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*, 81(10), 1295-1305.

UNESCO. (2015). *Património Mundial em Portugal: Centro Histórico de Évora*. Comissão Nacional da UNESCO: Ministério dos Negócios Estrangeiros. Consultado a 7 de junho de 2015. Disponível em: <https://www.unescoportugal.mne.pt/pt/temas/proteger-o-nosso-patrimonio-e-promover-a-criatividade/patrimonio-mundial-em-portugal/centro-historico-de-evora>.

Vries, B. J. M., Vuuren, D. P., & Hoogwijk, M. M. (2007). Renewable energy sources: Their global potential for the first-half of the 21st century at a global level: An integrated approach. *Energy Policy*, 35(4), 2590-2610.

Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (2014). Economics of Residential PV Battery Systems in the Self-Consumption Age. *ResearchGate, Conference Paper: 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Berlin, Germany.

Widén, J. (2014). Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. *Applied Energy*, 126, 199-212.

Wiginton, L. K., Nguyen, H. T., & Pearce, J. M. (2010). Quantifying rooftop solar photovoltaic potential for regional renewable energy policy. *Computers, Environment and Urban Systems*, 34(4), 345-357.

Wüstenhagen, R., & Bilharz, M. (2006). Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand. *Energy Policy*, 34(13), 1681-1696.

Zahedi, A. (2006). Solar photovoltaic (PV) energy; latest developments in the building integrated and hybrid PV systems. *Renewable Energy*, 31(5), 711-718.

Zong, Y., Mihet-Popa, L., Kullmann, D., Thavlov, A., Gehrke, O., Bindner, H. W. (2012). Model Predictive Controller for Active Demand Side Management with PV Self-consumption in an Intelligent Building. *3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*. Berlin.